



EVALUACIÓN NÚMERO 1589-DE “REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD”

FEBRERO 2019

Índice

Introducción	5
Marco de revisión.....	13
Marco de referencia.....	17
1. Política pública de electricidad.....	37
1.1 Problema público	37
1.2 Diseño de la política pública.....	48
1.3 Epítome capitular	106
2. Implementación	115
2.1. Conducción.....	115
2.2. Regulación-Supervisión	124
2.3. Operación	177
2.4. Epítome capitular	266
3. Resultados	279
3.1 Objetivos	279
3.2 Fines	305
3.3 Principales comparaciones internacionales	322
3.4 Alineación y contribución con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	353
3.5 Epítome capitular	356
4. Consideraciones finales.....	365
4.1 Pronunciamiento de la ASF	365
4.2 Sugerencias	374
4.3 Reflexiones adicionales	377
Glosario	379
Bibliografía	387
Anexos.....	395

Introducción

En diciembre de 2013, se aprobó la "Reforma Energética", que consistió en la modificación de los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, producto de lo cual se designó a la SENER como responsable de conducir y coordinar la política energética, se promovió la apertura del mercado de generación y suministro de energía eléctrica a los particulares, debido a la insuficiencia de recursos públicos para invertir en tales fines, sin que el Gobierno Federal perdiera la rectoría sobre el Sistema Eléctrico Nacional ni la exclusividad para transmitir y distribuir este servicio indispensable para la productividad nacional y el bienestar social. Además se publicaron tres nuevas leyes,^{1/} en donde se definió a la CRE, como órgano con autonomía para regular al sector, así como para otorgar permisos para la generación de electricidad y fijar las tarifas de distribución y transmisión.

En la exposición de motivos de la reforma se señaló que, en 2012, la CFE presentó un déficit de 77,000.0 millones de pesos, lo que se fue agravando, provocando que en los primeros 6 meses de 2013, el patrimonio de la empresa disminuyera en 35,000.0 millones de pesos. Aunado a esto, la industria eléctrica presentaba diversas deficiencias; las tarifas no eran competitivas, aun cuando eran subsidiadas, se consideraron 25.0% más altas que en Estados Unidos, por lo que no era factible su aumento para sanear a la empresa.

Considerando la exposición de motivos y los documentos de planeación nacional y sectorial se identificó que el problema que pretende resolver el Estado con la Reforma Energética es el siguiente: en materia de electricidad, el país enfrentaba rezagos en la inversión que provocaron elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y urbanas marginadas) e incapacidad de la CFE para ser rentable y generar valor económico para el Estado.

^{1/} La Ley de la Industria Eléctrica (LIE), con el objeto de regular las actividades de esa industria; la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, con lo que la Comisión adquiere la denominación de Empresa Productiva del Estado, y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados, Diario Oficial 11 de agosto de 2014.

En congruencia con lo anterior, el objetivo general de esta investigación consistió en evaluar si la política pública de electricidad, en términos de su diseño, implementación y resultados, ha sido efectiva para el logro de los objetivos relacionados con el incremento en la inversión, y la reducción de las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental y avanzar hacia la cobertura universal, así como lograr que la CFE sea rentable y genere valor económico.

La ejecución de la política le corresponde a la Secretaría de Energía (SENER); la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP); la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT); la Comisión Reguladora de Energía (CRE); el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE); la Comisión Federal de Electricidad (CFE), y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).

El alcance de la evaluación comprendió el periodo 2013-2017, dado que durante estos años el Gobierno Federal implementó la actual política energética; asimismo, de manera enunciativa, cuando la información lo permitió se reportan avances a 2018.

Los componentes que guiaron la evaluación de la política y los aspectos más relevantes en términos del diseño, implementación, objetivos y fines fueron los siguientes:

- Conducción, componente de la política a cargo de la SENER, la SHCP y la SEMARNAT, en donde se establecen las bases del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); se definen las condiciones para la fijación de tarifas a los usuarios domésticos y de bajo consumo; así como las reglas e instrumentos para el uso eficiente de tecnologías limpias.
- Regulación-Supervisión, a cargo de la SENER, la CRE, el CENACE, la SEMARNAT y la PROFEPA, en donde se definen los mecanismos e instrumentos para asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable en la materia.
- Operación, responsabilidad de la CFE, referente a la generación, transmisión, distribución y comercialización (suministro) de la electricidad.

De manera particular, se abordó la situación financiera de la CFE como Empresa Productiva del Estado (EPE), considerando que uno de los principales objetivos de la política vigente es liberar

recursos públicos para destinarlos a actividades con mayor impacto social, por lo que se propuso como una condición la rentabilidad y generación de valor económico.

Por lo que se refiere al diseño de la política, en la evaluación se identificaron las deficiencias siguientes:

- En los documentos de planeación no se definen los medios para lograr los objetivos relativos a la generación de empleos y la contribución al crecimiento económico, ni se establecen métricas para medir su avance.
- No se definen los aspectos relativos a la rentabilidad y generación de valor económico por parte de la CFE, ni se establecen parámetros para cuantificar su evolución.
- La SENER ejerció recursos públicos en actividades distintas a las que corresponden con el objetivo de la clasificación presupuestaria.
- En los documentos de rendición de cuentas no se reporta información respecto del impacto ambiental de la industria eléctrica, ni de los recursos que se integran al Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE).

En cuanto a la implementación de la política, en el componente de conducción, la SENER elaboró el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, en el que se definieron las estrategias para la transformación del SEN, y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a cargo del CENACE, con el objeto de establecer las bases de la libre concurrencia y competencia en el sector eléctrico nacional y, con ello, fomentar la inversión.

Respecto de la estrategia de regulación-supervisión, se emitió la normativa para el diseño y la operación del SEN y del MEM, con lo cual se dispuso de la estructura legal para atraer la inversión privada nacional y extranjera, y desarrollar el mercado eléctrico. Asimismo, en 2014, se creó el FSUE a fin de contribuir con la cobertura universal en el país, el cual, al primer trimestre de 2018, registró un ingreso acumulado de 4,767.8 millones de pesos. En lo referente a la normativa ambiental, establecida por SEMARNAT y verificada por la PROFEPA, los operadores carecen de métricas para medir el volumen y costo del impacto ambiental de las actividades de la industria eléctrica.

En el componente de operación, como parte de la reforma energética se realizó la separación legal y financiera de la CFE en nueve Empresas Productivas Subsidiarias (seis de generación, una de transmisión, una de distribución y una de suministro), cinco Filiales y una Unidad de Negocios (dicho

proceso a 2017 no se encontraba concluido); sin embargo, la asignación de activos en las empresas de generación no se realizó con base en criterios de optimización y eficiencia, lo que podría afectar el desempeño financiero de la comisión y, por tanto, el cumplimiento de sus objetivos en materia de rentabilidad y generación de valor económico.

En cuanto al desempeño financiero de la CFE, éste mejoró debido a un incremento en su margen operativo de utilidad del 210.0%, al pasar de una pérdida de 18,728.1 mdp a una utilidad de 20,604.5 mdp, situación que se refleja en una evolución favorable en el Rendimiento sobre activos (ROA) y el Rendimiento sobre patrimonio total (ROE), dado que dichas razones se incrementaron en 305.4% y 181.8%, respectivamente; la disminución en el costo integral de financiamiento del 42.2%, además de un CAPEX ^{2/} de 389,584.9 millones de pesos.

Destaca también el hecho de un aumento de su activo en 39.9%, mientras que su pasivo registró un alza marginal en 0.7%, con lo cual su patrimonio se acrecentó en 251.3%, y la disminución de 28.3% del pasivo laboral, al pasar de 504,260.8 mdp a 361,780.3 mdp en el mismo periodo; no obstante, la comisión no ha logrado generar valor económico para el Estado

Por lo que respecta a los resultados de la reforma, la inversión, de 2011 a 2014, decreció en 41.2%, al pasar de 70,472.7 a 41,403.3 millones de pesos. Posteriormente, se potencializó con la entrada en operación del MEM en 2016, de modo que, en el periodo 2015-2016, se registró un incremento del 88.2%, al pasar de 50,197.3 a 94,460.5 millones de pesos, 2016 fue el último año en que se tuvo información disponible, con base en ello, la ASF calculó que, para 2017, la inversión sería de 138,723.7 millones de pesos. Asimismo, la SENER pronosticó que, para el periodo 2018-2032, se espera una inversión de 2,003,369.5 millones de pesos y se concentraría, principalmente, en el proceso de generación, por lo que el rezago de inversión en transmisión, distribución y suministro persistiría, lo cual, se refleja en el alto porcentaje de pérdidas como consecuencia de la saturación de las líneas de transmisión y distribución, y la ineficiente infraestructura para la medición del consumo de energía.

En cuanto a las tarifas, de 2013 a 2017, las de consumo doméstico básico se redujeron en 17.0%, al pasar de 1.76 a 1.46 pesos por kW, debido al subsidio proveniente de la SHCP; en el caso de las tarifas industriales, considerando el cargo fijo mensual, más el equivalente a 25 kW consumidos, se

^{2/} Inversiones en activos productivos

incrementaron en 1.9% al pasar de 270 a 275 pesos, y las comerciales en 2.0%, al pasar de 261.7 a 256.5 pesos.

Respecto del impacto ambiental ocasionado por el sector, no registra cambios significativos con la reforma, toda vez que, el lento ritmo de sustitución de centrales eléctricas influye para que el uso de combustibles fósiles se mantenga como fuente principal para la generación de electricidad y, en consecuencia, las emisiones contaminantes del sector incrementen, toda vez que, de 2013 a 2017, se generaron 639.0 millones de toneladas, con lo cual, entre 2013 y 2016 (último año disponible) el costo del impacto ambiental estimado ascendió a 59,138.1 millones de pesos y, en 2016, por cada 100.0 pesos que el sector eléctrico contribuía al crecimiento de la economía, 6.3 pesos correspondían al costo por el agotamiento y la degradación del medio ambiente.

Continuando con el rubro ambiental, la iniciativa de la reforma incluyó la meta de incrementar la generación de energías limpias al 35.0% a 2024; en este sentido, la tendencia registrada de 2008 a 2013 mostró una disminución del 3.3% en promedio anual, dado que pasó de 21.4% a 18.1%. Mientras que, con la política actual, se incrementó a razón de 3.9% en promedio anual, registrando en 2017 una participación del 21.1%; por tanto, el avance en el cumplimiento de la meta establecida en la exposición de motivos de la reforma es del 60.3%. De mantenerse las condiciones actuales, a 2024 se estaría logrando un 76.9% de avance en la meta programada para ese año; sin embargo, de acuerdo con el ININ, una alternativa viable para incrementar la participación de energías limpias y, en consecuencia, el cumplimiento de las metas, sería producir electricidad por medio de tecnología nucleoelectrica, por lo cual es preciso implementar los mecanismos para el financiamiento e instalación de los tres reactores nucleares establecidos en el PRODESEN 2018-2032.

Asimismo, se incluyeron dos metas de crecimiento económico: un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025; no obstante, los responsables de la operación de la política no cuentan con mecanismos para determinar el avance en el cumplimiento de las mismas. Por tanto, con base en el comportamiento del PIB del sector energético (hidrocarburos y electricidad), se identificó que, de 2013 a 2017, en el caso de electricidad, con la reforma se registró un incremento promedio anual del 12.5%; caso contrario al de hidrocarburos el cual disminuyó 14.7% en promedio anual en el periodo referido. Además, se observó que la participación del PIB integrado por los sectores de hidrocarburos y electricidad respecto del PIB nacional presenta un comportamiento a la baja, toda vez que, de 2008 a 2017, disminuyó en 4.7%, al pasar del 8.9% al 4.2% del PIB nacional.

La ASF estimó que en 2018 se tendría un porcentaje de participación en el PIB nacional del 4.3% y en 2025 del 5.9%. En este sentido, se considera que las metas programadas respecto del crecimiento económico no podrán ser cumplidas con las condiciones y comportamientos actuales en el sector.

Con la actual política pública se fijaron metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025; sin embargo, la SENER no dispone de una metodología o parámetros para conocer en qué medida se ha contribuido a cumplirlas; no obstante, con base en datos del INEGI, la ASF estimó que en 2018 se registraron 25.0 miles de empleos menos que 2013 y, de mantenerse el comportamiento observado, en 2025 existirán 272.9 miles de empleos, 44.4 miles, menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de las metas a 2018 y 2025.

El contenido del presente documento incluye el desarrollo de los capítulos que se describen a continuación:

- El capítulo 1, Política Pública de Electricidad 2013-2017, expone el fenómeno problemático que dio origen a la reforma estructural y, a partir de ello, se evalúa si el diseño programático para abordar el problema se transformó en objetivos y acciones, y se determina si son consistentes con la reforma. Posteriormente, se analizaron los diferentes diseños: presupuestal, normativo-institucional, de ejecución, y el de rendición de cuentas.
- En el capítulo 2, Implementación de la política pública, se presenta una valoración sobre las estrategias desarrolladas en materia de conducción, regulación-supervisión y operación, a fin de conocer sus avances para la atención del problema público.
- En el capítulo 3, Resultados, se analizaron los efectos de la implementación, para contribuir al cumplimiento de los objetivos de la intervención, en términos de incrementar la inversión en el sector, reducir las tarifas, disminuir el impacto ambiental, avanzar hacia la cobertura universal y que la CFE sea rentable y genere valor económico para el Estado. Asimismo, se valoró si esos resultados permitieron mantener el equilibrio de la oferta y demanda, y cumplir las metas establecidas en la reforma energética en materia de electricidad.

- En el capítulo 4, Consideraciones finales, se expone la opinión de la ASF, respecto del diseño, implementación y resultados de la política pública, y se identifican las deficiencias y las sugerencias para perfeccionar, corregir o modificar la política pública.

La realización de esta evaluación se fundamentó en la importancia del sector eléctrico en nuestro país y en la nueva visión de la política que se comenzó a gestar a partir de 2013, la cual se encuentra vigente; no obstante, la evaluación evidenció que aun cuando las acciones implementadas por el Estado se alinean con la definición del problema y se muestran avances en el cumplimiento de los objetivos de la reforma; los resultados observados reflejaron deficiencias en cuanto a la carencia de métricas de monitoreo y control del avance de los objetivos de la reforma; y los parámetros para medir la rentabilidad y generación de valor económico. Así como en la información reportada para conocer su vinculación con el cumplimiento de los objetivos de la política, la definición de la estrategia programática presupuestal; los mecanismos para dar seguimiento a las acciones del FSUE, y la carencia de un diagnóstico de las necesidades de inversión de la CFE.

Marco de revisión

En este apartado se señalan los componentes que guían la política pública en materia de electricidad, producto de la reforma constitucional de 2013, y los aspectos a evaluar en términos del diseño, implementación, objetivos y fines.

a) Componentes de la política

Los componentes de la política pública en los que se fundamentó la evaluación son los siguientes:



b) Alcance temporal de la evaluación

Con la entrada de la administración del periodo 2013-2018, se llevaron a cabo diversas reformas estructurales, con la finalidad de mejorar la productividad y la competitividad de la economía del

país. Entre ellas, se realizó la reforma en materia de energía eléctrica, la cual entró en vigor en 2013, cuya teoría de la intervención se muestra a continuación:

ESQUEMA DE LA TEORÍA DE LA INTERVENCIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA



El objetivo de la intervención pública es atraer una mayor inversión en el sector que permita aumentar la competencia y así reducir las tarifas del servicio eléctrico; fomentar la generación con fuentes renovables, a fin de disminuir el impacto ambiental y contar con los recursos necesarios para prestar el servicio con cobertura universal. Lo anterior, a partir de desarrollar el diseño del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) con apertura para que los particulares y el Estado realicen contratos para la generación de electricidad, así como para el financiamiento, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura para transmitir y distribuir energía eléctrica.

Durante el periodo 2013-2017, la implementación de la política ha tenido como responsables a la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) y la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

c) Alcance temático

La temática de la evaluación se compone del análisis de la definición del problema público y el diseño de la intervención para implementar las acciones y asignar responsabilidades en cuanto a la conducción, regulación-supervisión y operación para la consecución de los objetivos y fines programados, como se muestra en el cuadro siguiente:

ALCANCE TEMÁTICO DE LA EVALUACIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA, 2013-2017

TEMAS DE EVALUACIÓN	
PROBLEMA PÚBLICO	
Diseño	Normativo-Institucional
	Programático-Presupuestal
	De ejecución
	Rendición de cuentas
IMPLEMENTACIÓN	
¿Qué hace? Conduce, regula-supervisa y opera	Conducción
	Regulación-supervisión
	Operación
RESULTADOS	
Objetivos	
¿Para qué lo hace? Incrementar la inversión, reducir las tarifas, el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y que la CFE sea rentable y genere valor económico, mediante el desarrollo del SEN bajo principios de libre competencia y competencia	Inversión en el sector
	Reducción de las tarifas del servicio eléctrico
	Disminución del impacto ambiental
	Cobertura universal
	Rentabilidad y generación de valor económico por la CFE
Fines	
¿A fin de qué? Incrementar la oferta de energía eléctrica acorde a la demanda y fomentar el crecimiento económico nacional, incentivando la generación de empleos	Oferta y demanda
	Cumplimiento de metas señaladas en la reforma
Principales comparaciones internacionales	
Alineación y contribución con los Objetivos de Desarrollo Sostenible	

Marco de referencia

Cuando se trata el tema de la reforma energética,^{3/} la primera referencia que se aborda es sobre el petróleo y sus derivados, quizá por el papel icónico que ha representado para México y la complejidad de sus negociaciones. El otro rubro, que no es menos importante, es el de la electricidad.^{4/}

Ambas son cruciales para el desarrollo del país y es común reconocer que no se han actualizado tecnológicamente para hacer frente a la demanda en cuanto a calidad y precio. Además de ello, se requiere conciencia para asumir los cambios en la tecnología para un uso ecológico, como es el caso de las energías limpias y renovables. Por ejemplo, aún es incipiente el desarrollo de las energías solar y eólica, pese a la disposición natural de las condiciones físicas y territoriales.

a) Evolución histórica de la política

En México la historia de la industria eléctrica^{5/} es también la del desarrollo económico nacional, y la de la regulación estatal de la economía. Durante el siglo XX y hasta la primera década del siglo XXI, la industria eléctrica pasó de una época poco regulada y monopólica privada a otra de regulación e intervención pública, incluido el monopolio del Estado y la definición explícita de una

^{3/} De aquí en adelante, los términos Reforma Energética en materia de electricidad, Reforma Constitucional, reforma en la materia, reforma estructural, reforma de 2013, reforma integral en materia energética, reforma en el sector energético, reforma en el rubro y similares, se usarán de manera indistinta para referirse a los cambios y adiciones a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales publicados mediante decreto del 20 de diciembre de 2013 en el Diario Oficial de la Federación y que son objeto de la presente evaluación.

^{4/} La electricidad se define como agente fundamental constitutivo de la materia en forma de electrones (negativos) y protones (positivos) que normalmente se neutralizan. En el movimiento de estas partículas cargadas consiste la corriente eléctrica. En el Diccionario de la Real Academia de la Lengua, disponible en <http://www.rae.es/recursos/diccionarios>.

^{5/} La electricidad ha existido siempre, es parte de la naturaleza; sin embargo, paso por un extenso proceso para convertirse en lo que hoy conocemos e identificamos, para tal efecto fueron determinantes los trabajos y descubrimientos de Tales de Mileto (600 A.C.) y mil años después en el siglo XV William Gilbert; posteriormente en el siglo XVIII Benjamín Franklin, Luigi Galvani y George Simon Ohm; en el siglo XIX Hans Oersted, Michael Faraday, J.J. Thomson, Nikola Tesla y Thomas Alva Edison, dieron forma a lo que hoy conocemos como la industria eléctrica.

Pura C. Roy, "Breve historia de la electricidad", Revista Técnica Industrial Especial Eléctrica y Electrónica- Octubre-2004, disponible en <http://www.tecnicaindustrial.es/TIFrontal/home.aspx>

función importante dentro del proyecto de desarrollo.^{5/} No obstante, en 2013 se aprobó una reforma estructural en materia de electricidad mediante la cual se permite la libre competencia en el sector y la participación del sector privado, quedando la transmisión y distribución de la misma en manos del Estado.

El propósito de este apartado es describir la manera en que la industria eléctrica nacional ha evolucionado a lo largo de la historia. En ese sentido, es posible identificar los periodos siguientes:

- Inicios de la industria eléctrica en México: predominio del sector privado (1879-1932).
- Involucramiento estatal en el sector de energía (1933-1959).
- Nacionalización de la industria eléctrica y rectoría estatal del sector (1960-2013).
- Reforma Energética (2013-2018).

A continuación, se presenta un esquema con la evolución histórica de la política pública de energía eléctrica.

^{5/} De la Garza Toledo, Enrique, et al, "Historia de la Industria Eléctrica en México", Tomo I, Universidad Autónoma Metropolitana, México, 1994, pág. 11.

ESQUEMA HISTÓRICO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD



1880-1932: Inicios de la Industria Eléctrica en México; predominio del sector privado

Problema público: electrificación prácticamente inexistente fuera de ciertas zonas urbanas e industriales.

1880: construcción de pequeños generadores en empresas mineras, agrícolas y textiles.

Surgimiento de grandes empresas especializadas como la Mexican Light and Power Company, The American and Foreign Power Company y la Compañía Eléctrica de Chapala.

1905 inauguración del Sistema Hidroeléctrico de Necaxa.

1914 fundación del Sindicato Mexicano de Electricistas (SME).

1923 se crea la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza.

1933-1959: Involucramiento gubernamental en el sector de energía eléctrica

Problema público: tarifas elevadas, control del sector en pocas compañías y cobertura insuficiente, sobre todo en zonas rurales.

1933: federalización de la industria de la energía eléctrica e iniciativa de la creación de la CFE.

1937: comienza a funcionar la CFE.

1938: Promulgación de la Ley de la Industria Eléctrica. Fija las condiciones para el otorgamiento de concesiones.

1940: inicia la construcción de la central eléctrica de Valle de Bravo.

1946: se crea la Secretaría de Bienes Nacionales e Inspección Administrativa.

1959: se alcanza una capacidad instalada total de 2.7 millones de kilovatios.

La CFE impulsa gradualmente la electrificación de zonas rurales.

1960-2013: Nacionalización de la industria eléctrica y rectoría estatal del sector

Problema público: tarifas elevadas por la falta de regulación en el sector, rezagos en la electrificación.

1960: el Estado toma posesión de la Mexican Light and Power Company.

1965 comienzan a operar las presas de el Infiernillo, Michoacán y Malpaso, Chiapas.

1974 construcción de la presa con la mayor capacidad de embalse en La Angostura, Chiapas.

1992 se crea la PROFEPA.

1993 modificación a la Ley del Servicio Público en Electricidad para permitir la participación del sector privado en la generación para autoabastecimiento, exportación, usos propios y pequeños productores y cogeneración.

1995 se crea la CRE.

2000 La SEMARNAP se transforma en SEMARNAT.

2013 promulgación de la Reforma Energética.

2013-2018: Reforma Energética

Problema público: rezagos de inversión en el sector, que ocasionaba elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental y cobertura insuficiente. Déficit financiero de la CFE.

2014: implementación de la Reforma Energética:

Los subsectores de generación eléctrica y su comercialización se abren a la iniciativa privada.

2014 se crea el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), encargado del control del Sistema Eléctrico Nacional y la operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el libro “Historia de la Industria Eléctrica en México”, tomos I y II, autoría de Enrique de la Garza Toledo et al., y la exposición de motivos de la Reforma Energética.

- Inicios de la industria eléctrica en México: predominio del sector privado (1879-1932)

La industria eléctrica inició en México a fines del siglo XIX y principios del XX con la instalación de pequeñas plantas privadas para uso industrial que operaban en las principales ciudades.

La primera fase marca los inicios de la industria eléctrica en el país, cuando su control se encontraba en manos de unas cuantas compañías privadas de capital extranjero y la regulación estatal era mínima e insuficiente. La mayor parte de las centrales de generación de electricidad construidas en los primeros años, a partir de 1879, tenían como función principal suministrar energía para el desarrollo de actividades industriales en los sectores minero y textil.

En 1879 fue introducida por primera vez la electricidad en el país en la ciudad de León, Guanajuato, en la fábrica de tejidos "La Americana". Poco después, la electricidad ahí generada se utilizaría también para el alumbrado público de la ciudad. Posteriormente, comenzó a introducirse en la Ciudad de México y las capitales de algunos de los estados más desarrollados de la nación. En 1898 entró en operación el primer tranvía eléctrico del país en la actual colonia Escandón, en la Ciudad de México y para el año de 1899 ya había "65 poblaciones con alumbrado público eléctrico, 177 instalaciones de alumbrado privado, 14 plantas hidroeléctricas y 5 de vapor".^{7/} En 1900, la capacidad instalada estimada para toda clase de servicios ascendía a 20 mil kilovatios (kW).^{8/}

No obstante, el Estado no aportaba recursos para el proceso de electrificación. Durante el régimen porfirista "los gastos gubernamentales fueron adjudicados a las comunicaciones y a las obras públicas, y en el primer renglón destacaron los dedicados a los ferrocarriles. De esta forma, los gastos de inversión en otros sectores de la economía fueron prácticamente inexistentes, en particular en la rama eléctrica. La carencia de inversión y regulación estatal en la industria caracterizó al subperiodo de 1879 a 1917".^{9/}

En este periodo naciente de la industria eléctrica mexicana, el sector se concentraba en tres compañías de capital extranjero. La más grande de ellas era la Mexican Light and Power Company, empresa de capital canadiense que ejerció un cuasi monopolio en la zona centro del país. La obra más emblemática de esta compañía fue la hidroeléctrica de Necaxa, construida en el estado de

^{7/} Ibídem, p. 19.

^{8/} Lara Beutell, Cristóbal, *La Industria Eléctrica en México*, Fondo de Cultura Económica, México, 1953, p. 47.

^{9/} De la Garza Toledo et al, *óp. cit.*, p. 16.

Puebla en 1905. La American and Foreign Power Company y la Compañía Eléctrica de Chapala eran las otras empresas con mayor capital.

Entre 1910 y 1930, dos grupos importantes de empresas de capital extranjero absorbieron a las únicas plantas independientes, la mexicana de Luz y Fuerza, y la Impulsora de Empresas Eléctricas que, operando con grandes sistemas, atendieron la demanda creciente de alumbrado público, transportes urbanos e industrias. Con ello, aumentó su capacidad instalada de 120 mil kilovatios, en 1920, a 350 mil kilovatios en 1926, y a 510 mil kilovatios en 1930, lo que sumaba en las dos empresas el 80.0% de la capacidad total disponible en el país.^{10/}

Durante casi todo este periodo de crecimiento, hasta 1926, no existió reglamentación específica ni regulación alguna para la industria eléctrica. El régimen de concesiones se limitaba a estipular las condiciones de orden más general en las que deberían operar las compañías. Salvo la cuota específica para el servicio industrial, los precios de venta de la energía se mantuvieron hasta 1930 a un nivel constante, independientemente de la clase de servicio prestado o del monto del consumo. Las pocas tarifas que existían eran de las llamadas en línea recta y se cobraba 30 centavos por kWh entregado al consumidor final. En suma, en ese periodo hubo construcción de plantas eléctricas, pero no una política para electrificar el país.^{11/}

Esta circunstancia generó algunas deficiencias que se prolongaron hasta la década de los cincuenta, como fueron: a) el crecimiento de la demanda superaba a la capacidad instalada; b) no se ofrecía seguridad en el suministro constante de energía; c) los sistemas tenían características técnicas que dificultaban su interconexión, y d) la distribución geográfica de las plantas generadoras no respondía a las necesidades regionales del país.

Ante el control excesivo del sector por parte de empresas extranjeras, uno de los primeros pasos que dio el Estado hacia la regulación del sector ocurrió en 1922, cuando fue creada la Comisión para el Fomento y Control de la Industria de Generación de Fuerza. En 1926, este organismo se transformó en la Comisión Nacional de Fuerza Motriz, cuyos objetivos principales eran "regular las finanzas, los servicios y tarifas de las empresas eléctricas y el de buscar conciliar a productores con consumidores, bajo el supuesto de que corresponde al Estado vigilar las riquezas nacionales".^{12/}

^{10/} Ibídem.

^{11/} Ibídem.

^{12/} De la Garza Toledo et al, óp. cit., p. 82

- Involucramiento estatal en el sector de energía (1933-1959)

El artículo 27 de la Constitución, abrió la posibilidad de la intervención y regulación en la economía; sin embargo, la regulación estatal se dio de forma paulatina. En 1933, comenzó a diseñarse el marco regulatorio que ya anticipaba un futuro control cada vez mayor por parte del Estado en el sector. El plan sexenal aprobado por Plutarco Elías Calles planteaba, entre otras cosas, la necesidad de reducir los precios de la energía para los consumidores, por lo que se estableció un impuesto a la generación de energía eléctrica. No obstante, el cambio más importante fue la inclusión del sector en la fracción X del artículo 73 de la Constitución, que estipula los rubros sobre los que el Congreso puede legislar. Con a esa modificación se facultó al ejecutivo federal para constituir la Comisión Federal de Electricidad.^{13/}

En 1935, de 375.0 millones de pesos invertidos en esta rama, 145.2 correspondían a capitales ingleses, 11.0 a estadounidenses y sólo 19.0 a mexicanos, el resto correspondía a otras nacionalidades. Sin embargo, la crisis financiera de 1929 afectó el crecimiento de la industria eléctrica. Entre 1930 y 1933; la generación disminuyó y hasta 1934 no logró recuperar el nivel que tenía en 1930. Muchas pequeñas empresas eléctricas quebraron y su número se redujo de 670 a 199; además, el personal total ocupado pasó de 13,301 en 1930 a 7,527 en 1935.^{14/} Es en esta coyuntura que la industria eléctrica empieza a ser considerada como esencial para el desarrollo nacional.

En 1937, en México había 18.3 millones de habitantes, y los monopolios ofrecían servicio a aproximadamente 7.0 millones de mexicanos, que representaban el 38.0% de la población total, por lo que el servicio no era accesible para el 62.0% de los mexicanos, aunado a esto, los precios se disparaban ya que la demanda era mayor que la oferta. Por lo que la intervención estatal fue necesaria para compensar la falta de dinamismo de los productores privados. El 14 de agosto del mismo año comenzó a operar la Comisión Federal de Electricidad, con el objetivo expreso de "organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica con la finalidad de obtener, con un costo mínimo y el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales".^{15/}

^{13/} Ibídem, pp. 86-87.

^{14/} Ibídem, p. 51.

^{15/} Ibídem, p. 87.

El 31 de diciembre de 1938 se expidió la Ley de la Industria Eléctrica, con ello, se creó el marco regulatorio más completo hasta ese momento para el sector. Algunos de los aspectos más importantes son que la ley consideraba la regulación de la generación, de los esquemas de concesiones y el impulso al desarrollo de la industria eléctrica. Con estos cambios, el Estado se encaminaba a intervenir como productor de energía eléctrica, además de llevar a cabo actividades de electrificación y la fijación de precios. Este proceso comenzó a hacerse realidad en 1943 con la creación del Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo de la CFE, posteriormente renombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán, que entró en operación un año después; en 1946, el proceso de intervención estatal se complementaría con la creación de la Secretaría de Bienes Nacionales e Inspección Administrativa, actual Secretaría de Energía, cuya finalidad era atender los asuntos relacionados con la custodia y salvaguarda de los bienes nacionales.

Durante los años inmediatos posteriores a la expropiación petrolera y ante la incertidumbre que esto generó entre los inversionistas extranjeros, el sector de la energía eléctrica registró un crecimiento lento, pues gran parte de la capacidad instalada para la generación todavía era propiedad de empresas privadas.

Sin embargo, desde inicios de la década de los cuarenta, la CFE comenzó a invertir de forma significativa en la construcción de infraestructura para la generación de electricidad y, desde la puesta en operación de la planta Ixtapantongo, en 1944, el crecimiento de la capacidad instalada creció de forma acelerada en el país, pasando de 1.2 MW en 1950, a 1.9 MW en 1955, hasta alcanzar los 2.7 MW en 1959. La potencia total disponible se cuadruplicó en quince años.

Desde 1950, se normalizaron las condiciones de abastecimiento eléctrico como resultado de tres factores principales: 1) la maduración de los programas puestos en marcha por la CFE, principalmente aquellos orientados a la inversión en plantas eléctricas; 2) la actividad de construcción considerable de las empresas del sector, así como el mejoramiento de los circuitos distribuidores, y 3) la coordinación de operaciones entre la CFE y las empresas privadas.

Entre 1939 y 1950, la generación de energía eléctrica se incrementó en 300.0%, mientras que el crecimiento de la producción total del país fue de 230.0%. La energía total generada creció a una tasa media anual de 9.1% entre 1950 y 1954, y de 8.6% entre 1955 y 1959. La producción por habitante, en 1933, era de 114 kWh; para 1940 aumentó a 128 kWh; para 1950 a 171 kWh, y 293 kWh en 1959.

A pesar de las mejoras registradas hacia finales de los años cincuenta, había problemas importantes que aquejaban a la industria eléctrica del país, entre los que destacan, las elevadas tarifas para los consumidores y la falta de cobertura e inversión en las zonas rurales.

- Nacionalización de la industria eléctrica y rectoría estatal del sector (1960-2013)

Para 1960 el control de la industria eléctrica estaba en manos de tres grandes entidades: una por el sector público, la Comisión Federal de Electricidad y sus filiales, con el 53.3% del total de la capacidad instalada, y por dos por el privado, las empresas con capital extranjero, American and Foreign Power Company y Mexican Light and Power Company.

Las relaciones obrero-patronales eran muy inestables, lo que generó presión entre los países de donde provenía el capital y el Gobierno Federal. Aunado a esto, y teniendo en cuenta que el servicio eléctrico es indispensable para el desarrollo del país, en 1960, el Estado decidió nacionalizar la industria eléctrica. El gobierno, por medio de Nacional Financiera, S.A., adquirió los activos de la American and Foreign Power Company, Limited. Con ello, tomó a su cargo, mediante la CFE, el servicio público que prestaban las numerosas compañías controladas por dicha empresa.^{16/} En un discurso pronunciado en el Zócalo de la capital, el presidente Adolfo López Mateos señaló lo siguiente: "al tomar posesión la Nación mexicana de la Compañía de Luz, se consuma un largo esfuerzo desarrollado por el pueblo de México para tener en sus manos la energía eléctrica que en el país se produce por manos de mexicanos".^{17/}

El 25 de octubre de 1960, el presidente presentó al Senado una iniciativa para adicionar el párrafo sexto del artículo 27 Constitucional, con el fin de nacionalizar la industria eléctrica; lo que implicaría reservar de manera exclusiva a la nación la generación, conducción, transformación, distribución y abastecimiento de la energía eléctrica que tenga por objeto la prestación del servicio público.^{18/} El 1° de diciembre del mismo año, el presidente, Adolfo López Mateos informó al pueblo de México la decisión de adquirir las empresas que prestaban el servicio público de energía en la zona central del país y que formaban el grupo controlado por The Mexican Light and Power Company^{19/} y el 23

^{16/} Iglesias Meza, Manuel, "Regulación Laboral de Luz y Fuerza del Centro", en Regulación del Sector Energético, Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM, México, 1997, pág. 470.

^{17/} Soto Izquierdo, Enrique (Coord.), Los presidentes de México ante la nación: 1821-1984, Segunda Edición, Cámara de Diputados, LII Legislatura, 1985, p. 833.

^{18/} Ovalle Favela, José. "La Nacionalización de las Industrias Petrolera y Eléctrica", Boletín Mexicano de Derecho Comparado, nueva serie, año XL, núm 118, enero- abril de 2007.

^{19/} Iglesias Meza, Manuel et al, óp. cit., p. 470.

de diciembre, se modificó el párrafo V del artículo 27, con lo que se formalizó legalmente la nacionalización de la industria eléctrica y el Estado se convirtió en el rector de la política energética. A partir de la fecha de nacionalización de la industria, el gobierno encabezó la construcción de las obras de infraestructura más importantes con el propósito de ampliar la capacidad de generación, transmisión y distribución. En 1965, comenzaron a funcionar las presas el Infiernillo y Malpaso, en los estados de Michoacán y Chiapas respectivamente. En 1974, concluyó la construcción de la presa la Angostura y en 1980, la de Chicoasén, ambas en Chiapas.^{20/}

En 1975, se emitió la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE),^{21/} en la que se plasmaron las normas de funcionamiento de la industria, bajo exclusividad estatal, incluyendo la organización general de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).^{22/}

En el artículo 3o. de la propia ley, quedaron definidas las actividades relacionadas con la energía eléctrica que no se consideran servicio público, pero que en todo caso deberán vender sus excedentes y producción pactada a la CFE, como son: a) autoabastecimiento, cogeneración o pequeña producción; b) generación que realicen los productores independientes para su venta a la Comisión; c) generación para exportación; d) importación de energía eléctrica destinada al abastecimiento para usos propios, y e) generación para emergencias por interrupciones del servicio.

A pesar de la nacionalización del sector, el Estado, en el artículo 36 de la LSPEE, reconoció la participación de la iniciativa privada y autorizó que la Secretaría de Energía otorgara permisos de autoabastecimiento de energía eléctrica, destinados a la satisfacción de necesidades de personas físicas o morales; de cogeneración, para producir energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica, secundaria o de ambos; así como de producción independiente, para ser vendida a la Comisión Federal de Electricidad, así como importarla y exportarla. En los dos primeros casos no se violaba la prohibición del artículo 27 constitucional, ya que la producción era destinada para el autoconsumo y no para prestar servicio público; sin embargo, el de producción

^{20/} Ramos Gutiérrez, Leonardo de Jesús y Montenegro Frago, Manuel, "Las Centrales Hidroeléctricas en México: pasado presente y futuro", Tecnología y Ciencias del Agua, Vol. III, núm. 2, abril-junio de 2012, p. 116.

^{21/} Ley abrogada con la expedición de nueva Ley de la Industria Eléctrica publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

^{22/} Este ordenamiento se modificó en cinco ocasiones, siendo la reforma de 1992 la más significativa, debido a que permitió la apertura de espacios limitados a la iniciativa privada nacional y extranjera mediante los esquemas de autoabastecimiento, cogeneración y producción independiente de energía eléctrica.

independiente sí lo hacía, ya que la energía generada debía ser vendida a la CFE, por lo que necesariamente era destinada al servicio público.^{23/}

Aun con esos cambios, y con el reconocimiento de la participación de la iniciativa privada en la legislación, la generación de energía eléctrica era costosa y, ante las elevadas tasas de inflación que se presentaron en los años setenta y ochenta, el gobierno optó por aumentar las tarifas del servicio eléctrico, en promedio, cada cinco meses. Por tanto, tuvo que subsidiarlas para no trasladar al consumidor la totalidad del incremento de los costos de los suministradores, ello derivó en altos pasivos financieros y, finalmente, en aportaciones del Gobierno Federal a sus empresas energéticas.

En 1992, se realizó una reforma a la LSPEE que condujo al régimen mixto, con lo cual la participación privada aumentó en 52.0%^{24/} desde la fecha de su inclusión hasta el 2002.^{25/} Como resultado de esa modificación se decidió crear la Comisión Reguladora de Energía (CRE), que entraría en operación hasta 1995, como un órgano desconcentrado de la SENER, con el objetivo de resolver las cuestiones derivadas de la aplicación de las disposiciones reglamentarias del artículo 27 constitucional.

Asimismo, en 1992, producto de la Cumbre de Río celebrada en junio de ese año, se creó la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), con objeto de vigilar y hacer cumplir la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), en la que se regulan los distintos sectores productivos y sus efectos contaminantes, entre los que se encuentra la industria eléctrica. En el año 2000, la PROFEPA se convirtió en un órgano desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), dependencia que encabeza la política ambiental del país encargada, entre otras cosas, de la prevención y control de la contaminación producto de las actividades de origen antropogénico, incluido el sector energético.

El 8 de febrero de 1994, se expidió el decreto mediante el cual se creó Luz y Fuerza del Centro como un organismo público descentralizado, con personalidad jurídica y domicilio en la Ciudad de México, teniendo por objeto prestar el servicio eléctrico que estaba a cargo de la Compañía de Luz y Fuerza

^{23/} Ovalle Favela, José. et al, óp. cit., pp. 189-190.

^{24/} Previo a la reforma de 1992, la participación privada ya representaba el 10.0% de la capacidad de producción de la industria, con la reforma alcanzó un volumen de 7,300 MW.

^{25/} Biebrich Torres, Carlos Armando y Spíndola Yáñez, Alejandro, Los Instrumentos Jurídicos de la Política Energética, Cámara de Diputados, Instituto Mexicano de Estrategias, Miguel Ángel Porrúa, México, 1ª Ed., 2008, pp. 87-89.

del Centro, S.A., la Compañía de Luz y Fuerza de Pachuca, S.A., la Compañía Mexicana de Fuerza, S.A., y la Compañía de Luz y fuerza de Toluca, las cuales, en 1989, entraron o continuaron en disolución y liquidación por medio del decreto por el cual se modificó el artículo 4o. transitorio de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Por lo que, Luz y Fuerza del Centro quedó a cargo de la prestación del servicio público de energía eléctrica en la zona central del país, que comprende a la Ciudad de México, y el área conurbada, así como los estados de México, Morelos, Hidalgo y parte de Puebla y Michoacán. ^{26/}

A principios del siglo XXI, la industria eléctrica enfrentaba serios problemas financieros, por lo que en 2009 se publicó en el Diario Oficial de la Federación el "Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro," debido a que, desde su creación, el organismo no cesó de recibir transferencias cuantiosas, las cuales incrementaron en más de 200.0% entre 2001 y 2008. Asimismo, sus costos duplicaron a sus ingresos por ventas, ya que de 2003 a 2008 se registraron ventas de 235,738 millones de pesos, mientras que sus costos de producción fueron de 433,290.0 millones de pesos. ^{27/}

Aun con la extinción de Luz y Fuerza, en 2012, la CFE presentó un déficit de 77,000.0 millones de pesos, lo que se fue agravando, provocando que en los primeros 6 meses de 2013, el patrimonio de la empresa disminuyera en 35,000.0 millones de pesos. Aunado a esto, la industria eléctrica presentaba diversas deficiencias; las tarifas no eran competitivas, aun cuando eran subsidiadas, se consideraron 25.0% más altas que en Estados Unidos, por lo que no era factible su aumento para sanear a la empresa.

Pese a los rezagos financieros, durante el periodo de 1960-2012, el gobierno multiplicó 16 veces la capacidad de generación instalada, logrando una cobertura que pasó del 44.0% del total de la población (34.9 millones de habitantes en 1960), al 95.0% de los 120 millones registrados en 2012. No obstante, en las localidades pequeñas y marginadas de menos de 2,500 habitantes, el porcentaje de electrificación era del 93.5%, mientras que en las poblaciones de más de 100.0 mil habitantes era del 99.0%.

^{26/} "Decreto por el cual se crea el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro". Diario Oficial de la Federación, México, 02 de febrero de 2009.

^{27/} "Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro", Diario Oficial de la Federación, México, 11 de octubre de 2009.

Lo anterior justificó la necesidad de incrementar la inversión en el sector para lograr reducir los costos de producción y de esta manera disminuir las tarifas, por lo que, ante la imposibilidad del Estado para destinar mayores recursos, se consideró necesaria la participación privada, situación que culminó con la promulgación de la Reforma Energética en 2013, cuando se hicieron los cambios constitucionales necesarios para permitir la participación el sector privado en la generación y comercialización de la energía eléctrica, dando inicio al cuarto periodo en la historia de este sector en el país.

- Reforma Energética (2013-2018)

En 2013, el sector eléctrico presentaba rezagos en la inversión, tarifas no competitivas, altos costos de generación y una insuficiente cobertura (en algunas zonas urbanas marginadas y comunidades rurales). Asimismo, fue el periodo en que se consideró de manera integral como un elemento intrínseco a la política pública el impacto ambiental del sector. Lo cual dio paso a que, en ese año, se realizara la reforma integral en materia energética, en la que incluía al sector eléctrico como uno de sus ejes fundamentales. El 20 de diciembre se publicó en el Diario Oficial de la Federación el "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía," con lo que los artículos 25, 27 y 28 fueron modificados.

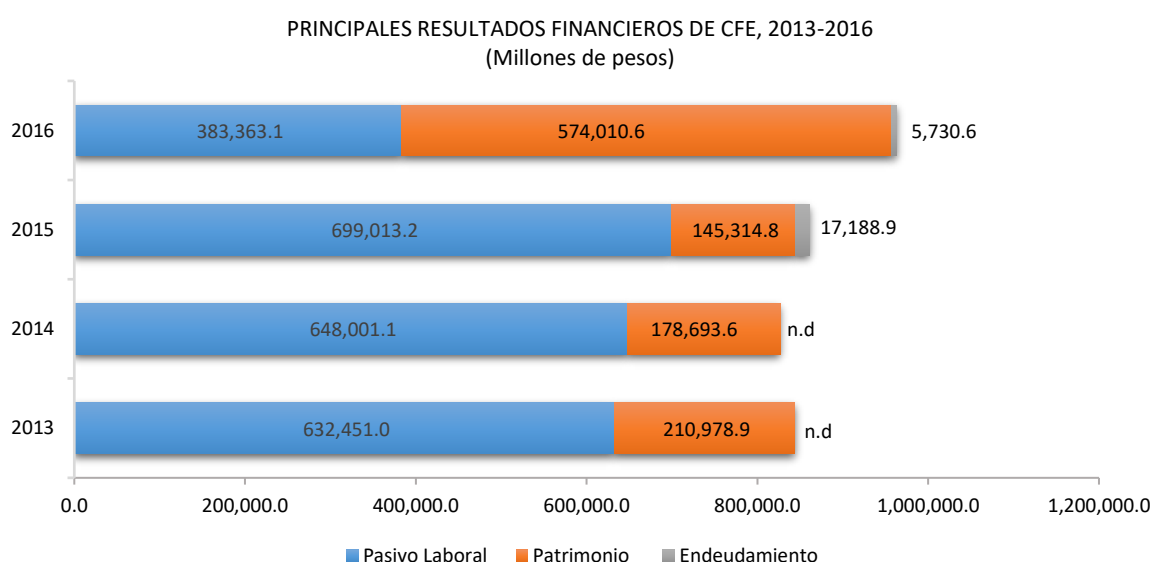
Producto de la reforma constitucional, se determinó que la SENER será responsable de conducir y coordinar la política energética y el 11 de agosto de 2014, se publicaron tres nuevas leyes ^{28/} la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), con el objeto de regular las actividades de esa industria; la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, con lo que la Comisión adquiere la denominación de Empresa Productiva del Estado, y la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados, en donde se definió a la Comisión Reguladora de Energía, como órgano con autonomía para regular al sector, así como para otorgar permisos para la generación de electricidad y fijar las tarifas de distribución y transmisión.

El 28 de agosto de 2014, atendiendo el mandato constitucional, se publicó el decreto por el que se creó el Centro Nacional de Control de Energía, como organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la SENER, con personalidad jurídica y patrimonios propios. Al cual se le asignó la función de operar el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), este último tiene la finalidad de permitir que la iniciativa privada pueda

^{28/} Diario Oficial 11 de agosto de 2014.

vender y comprar energía eléctrica, así como cualquier otro producto asociado que se requiera para el funcionamiento del SEN.

Abrir el mercado a particulares, se consideró importante en esta etapa, ya que, en 2013, la CFE como representante del Estado, presentó un déficit financiero que ha tenido que subsanar con patrimonio y no le ha permitido avanzar en la optimización del sector; además de que la estructura de la empresa, como organismo descentralizado, no le permitía ser rentable y generar valor económico al país. A continuación, se presenta la evolución del patrimonio, endeudamiento y pasivo laboral de la CFE durante el periodo 2013-2016:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Informe Anual de la CFE, 2016.

El Estado consideró que incrementar la inversión en el sector, es necesario para afrontar las deficiencias de la infraestructura eléctrica, específicamente, el enmallado en las redes de transmisión y distribución. De 2013 a 2016 la inversión extranjera directa para la generación, transmisión y distribución de la electricidad ha sido de 4,278.2 millones de pesos, presentando una tasa media de crecimiento anual de 2.7%. El avance se presenta a continuación:

AVANCE EN EL MALLADO DE LAS REDES DEL SISTEMA ELÉCTRICO, 2013-2017

Concepto	2013	2014	2015	2016	2017	Total	TMCA (%)
Red eléctrica (km)	864,865.2	872,413.5	876,568.0	878,740.1	n.d.	n.a.	0.5
Transmisión (km)	52,819.2	53,468.5	53,737.1	53,764.8	n.d.	n.a.	0.6
Subtransmisión (km)	51,632.0	52,254.0	52,327.9	52,718.1	n.d.	n.a.	0.7
Distribución (km)	760,414.0	766,691.0	770,503.0	772,257.2	n.d.	n.a.	0.5

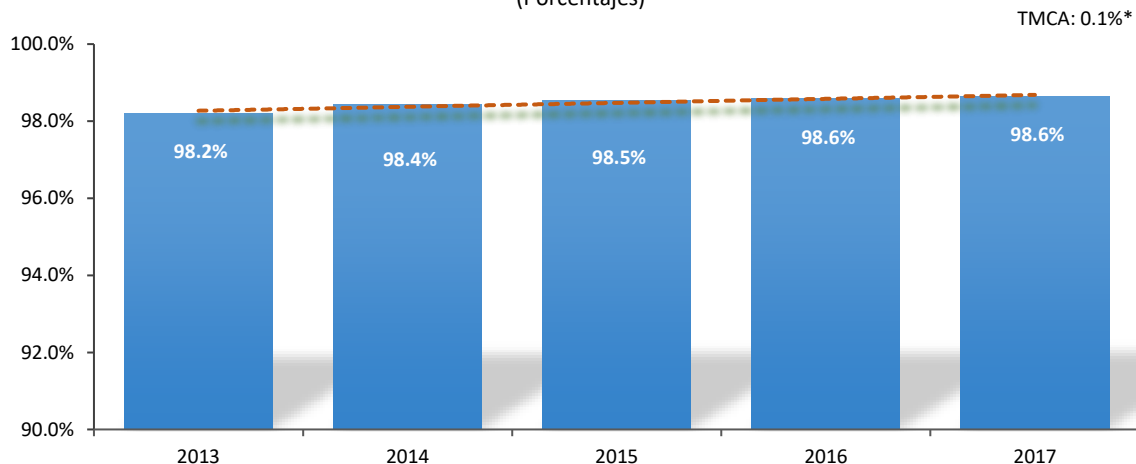
FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en la información del Sistema de Información Energética.

Por lo que se refiere al rezago en la cobertura, en 2014 se creó el Fondo de Servicio Universal Eléctrico cuyos objetivos fundamentales son:

- Electrificación de poblaciones rurales y zonas marginadas;
- El Suministro de lámparas eficientes y,
- El suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación.

Antes de la reforma, en México había 2.2 millones de habitantes sin electricidad, el avance en la cobertura a la fecha se presenta a continuación:

AVANCE EN LA ELÉCTRICACIÓN DE MÉXICO, 2013-2017
 (Porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del Sistema de Información Energética (SIE).

* Tasa Media de Crecimiento Anual.

NOTA: En el desarrollo de la evaluación, se realizará un resultado para analizar el avance de la cobertura, con la información reportada por los responsables de la política.

En 2013, la cobertura del servicio eléctrico en el país era del 98.2%, para 2017 el crecimiento de la cobertura ha sido marginal, toda vez que, de acuerdo con la SENER, para 2017 el porcentaje de electrificación en el país era del 98.6%, lo que significó un crecimiento promedio anual del 0.1%.

Las acciones de electrificación realizadas después de la implementación de la reforma, se presentan en el capítulo 3 de la presente evaluación.

En la exposición de motivos de la reforma y en los planes nacionales y sectoriales del periodo 2013-2018 se estableció como objetivo la protección al ambiente; en este tema intervienen la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA). La primera ha sido fundamental, para determinar, en conjunto con la SENER, las fuentes que se consideran limpias para la generación de energía; por otra parte, la PROFEPA es la encargada de regular y vigilar el cumplimiento de la regulación emitida para este fin.

Por último, pero no menos importante, se encuentra el papel que desempeña la Secretaría de Hacienda y Crédito Público dado que, encargada de fijar las tarifas a los usuarios domésticos y de bajo consumo.

b) Estado actual de política

El Estado es el encargado de conducir la política pública en materia de electricidad; asimismo, es responsable de regular-supervisar el sector en el que se incluyen las actividades de los privados y las empresas productivas del Estado. A lo que se agrega un componente de operación directa por parte del gobierno. En el análisis del diseño normativo e institucional se expondrán de manera detallada las facultades de los participantes en la política pública.

Los organismos responsables de la política son: la Secretaría de Energía (SENER), la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), la Comisión Federal de Electricidad (CFE), la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA), como se muestra en la tabla siguiente:

RESPONSABLES DE LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD		
Componentes	Actividades	Responsables
Conducción 	- Diseñar el Sistema Eléctrico y del Mercado Eléctrico. - Crear del Fondo de Servicio Universal Eléctrico. - Determinar en coordinación con la SEMARNAT las energías que se consideran limpias. - Determinar, en coordinación con la SENER las energías consideradas limpias. - Fijar tarifas para los usuarios domésticos y de bajo consumo, diferentes a las determinadas por la CRE.	
Regulación-Supervisión 	- Verificar el cumplimiento de la LIE, ordenar y realizar visitas de verificación. - Imponer sanciones en términos de la LIE. - Dotar de instrumentos normativos y de fomento a la política ambiental del país en el sector eléctrico. - Emitir las bases del Mercado Eléctrico. - Otorgar permisos y autorizaciones relacionados con la industria. - Emitir obligaciones de interconexión y tarifas a los participantes. - Otorgar Certificados de Energías Limpias (CEL). - Vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas en la materia. - Ejercer el Control del Sistema Eléctrico Nacional. - Integrar el Fondo de Servicio Universal Eléctrico. - Calcular los precios de las transacciones realizadas en el Mercado Eléctrico. - Vigilar el cumplimiento de las obligaciones ambientales en el sector.	
Operación 	Generar, transmitir, distribuir y suministrar energía eléctrica.	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por los entes evaluados.

Como se observa en el cuadro anterior, son siete los entes encargados de implementar la reforma a los cuales se les otorgaron responsabilidades para realizar actividades de conducción, regulación-supervisión y operación.

La evaluación de la política pública de electricidad comprende el periodo 2013-2017, principalmente, porque es el tiempo que lleva en vigor la reforma estructural en el ramo, la cual previó la intervención del Estado, mediante siete instituciones responsables de la conducción, regulación-supervisión y operación de los mecanismos necesarios para atraer inversión que permita reducir las tarifas, disminuir el impacto ambiental, avanzar en la cobertura universal y subsanar las finanzas de la CFE para que sea rentable y genere valor económico para el Estado; mediante la modernización del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), con base en principios de libre competencia y competencia. Lo anterior, con el fin de incrementar la oferta de energía eléctrica con base en la demanda, incentivar la generación de empleos y el crecimiento económico nacional.

1. Política Pública de Electricidad 2013-2017

1. Política pública de electricidad

1.1 Problema público

En este apartado se presenta el origen de la política energética actual, en el marco de la reforma constitucional de 2013, específicamente en el sector eléctrico, y los diagnósticos establecidos en los documentos de planeación de mediano plazo, del periodo 2013-2018.

a) Exposición de motivos de la reforma energética de 2013

En la exposición de motivos de la reforma de los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM), en materia energética, se señaló la existencia de un rezago en la inversión en el sector eléctrico, lo que limitó el dinamismo del sistema eléctrico nacional y el fortalecimiento de la integración de energías renovables. Lo anterior se debió, en gran parte, a una planeación en la que no se tomó en cuenta una mayor participación de la iniciativa privada, principalmente por impedimentos legales, ni las posibilidades de las regiones de alto potencial renovable.

Al respecto, el Estado pronosticó que para avanzar en los proyectos para la modernización del sector, se requería una inversión de 244.0 miles de millones de pesos ^{29/} para actualizar la red de transmisión, toda vez que, para 2012, el 47.0% de las líneas de transmisión de la CFE tenían más de 20 años de antigüedad y aun cuando en los cinco años previos a la reforma se avanzó con el 8.0% de su construcción, señaló que ese monto alcanzaría para lograr un crecimiento del 1.1% anual; ^{30/} sin embargo, consideró necesario que el porcentaje de expansión de la red fuera superior al del crecimiento de la demanda, mismo que estimó sería del 4.1% anual; razón por la cual el Gobierno Federal supuso indispensable incrementar dicha inversión para atender las necesidades de los usuarios del servicio. Asimismo, puntualizó que, de llevar a cabo el crecimiento óptimo, con la

^{29/} Cifra determinada en la exposición de motivos de la Reforma Constitucional en materia energética, a pesos corrientes de 2012.

^{30/} En el diseño programático se puntualizará sobre la meta de expansión promedio anual de la red de transmisión fijada por el Gobierno Federal.

participación de particulares, el incremento del mallado de la red y la interconexión de las zonas del país con un alto potencial para la generación con energías limpias, se generará un mercado competitivo, con acceso a transmisión para nuevos proyectos de energías menos contaminantes.

A partir de la insuficiencia de recursos públicos para tales fines, el Gobierno Federal consideró el incremento de la participación privada como una alternativa, en conjunto con los proyectos del Estado, en los procesos productivos del sector.

De acuerdo con la Secretaría de Energía, en 2012, la iniciativa privada disponía del 38.3% de la capacidad instalada efectiva para la generación de energía eléctrica.^{31/} No obstante, el Gobierno Federal determinó que el mercado eléctrico no era competitivo, lo cual es un elemento necesario para desarrollar nuevos proyectos que incluyan energías limpias. Lo anterior, porque, hasta 2012, el mercado eléctrico fue operado por la CFE, quien era responsable de desarrollar todas las actividades de la cadena industrial de energía eléctrica, desde la generación hasta la entrega a los usuarios finales, lo que impedía el acceso al mercado para que los generadores pudieran vender su producción y acceder a las redes de transmisión y distribución.^{32/} Por tanto, se consideró importante definir las reglas para la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), además de hacer más eficiente el proceso de otorgamiento de los permisos a particulares, para que pudieran intervenir en los procesos productivos del sector.

Asimismo, el Estado consideró que, las tarifas de la CFE no eran competitivas en el ámbito internacional, pues, en 2012 eran 25.0% superiores a las de los Estados Unidos, además de que representaban una importante proporción del gasto de las familias. De acuerdo con los datos de la Encuesta Nacional de Gastos en los Hogares 2013,^{33/} realizada por el INEGI en 2012, un hogar gastaba en promedio anual 2.6 miles de pesos para pagar el servicio de electricidad, lo que representaba el 1.8% del gasto total del hogar (147.0 miles de pesos en promedio anual) y el 8.9%

^{31/} SENER, 2013, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía, México.

^{32/} Inicialmente, a los productores privados se les permitía operar en las actividades del sector eléctrico, pero en 1960 la industria fue completamente nacionalizada. Desde entonces, la Comisión Federal de Electricidad y Luz y Fuerza del Centro (LyFC) —empresa estatal responsable de proporcionar energía eléctrica a la ciudad de México y zonas aledañas— se convirtieron en los dos únicos productores de electricidad pública. Desde la extinción de LyFC en el 2009, la CFE ha disfrutado de un monopolio virtual como proveedor de energía eléctrica para el servicio público. En 1992 una modificación legislativa hizo posible que los denominados Productores Independientes de Energía (PIE) pudieran vender electricidad a la CFE, pero la distribución y la transmisión quedaron como actividades excluidas a los inversionistas privados hasta la Reforma Energética de 2013.

CESOP, 2015, Sector privado y Energía Eléctrica: Contexto general y datos de opinión pública, Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública, Documento de Trabajo núm. 192, mayo de 2015.

^{33/} INEGI, 2013, Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares, Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México.

del gasto que corresponde al rubro de vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles, pero el 11.9% del salario mínimo ^{34/} en ese año.

Como factores causales de las tarifas eléctricas, se señalan, principalmente, los altos costos de generación, toda vez que estos dependen en 80.0% del costo del combustible que se utilice para ello y, en nuestro país, el 20.7% de la energía generada para el servicio público usaba combustóleo o diésel, con un costo mayor al de las energías limpias y el gas natural, este último se considera de cuatro a seis veces más barato y emite 68.0% menos dióxido de carbono, pero su producción nacional ha mostrado una tendencia a la baja, por lo que en 2012 se importó el 30.0% de lo que se consumía, lo que implicó un costo de 18.9 miles de millones de pesos para la CFE. Según el diagnóstico de la reforma, la razón por la que predominaba el uso de ese tipo de combustibles se relacionó con la exclusividad de la CFE para suministrar el servicio público, ya que, si bien ya se permitía la participación privada, los proyectos de mayor escala se limitaban a las restricciones presupuestales del Estado, pues dependían de la planeación de la CFE. Por ello, surgió la necesidad de incrementar la inversión en el uso de tecnologías que sean consideradas limpias, como se explicó anteriormente.

En 2012, la CFE presentó un déficit financiero de 77.0 miles de millones de pesos, de los cuales, 33.4 miles de millones se subsanaron con el patrimonio de la empresa, ocasionando que, en el primer semestre de 2013, éste se redujera en 35.0 miles de millones. Aunado a lo anterior, la estructura de la CFE, como organismo descentralizado, le impedía convertirse en una empresa rentable y competitiva, limitando su posibilidad de desarrollar actividades empresariales, económicas e industriales, por lo que no tenía las posibilidades orgánicas para generar valor económico y rentabilidad para el país. ^{35/}

Un factor más que se relaciona con el déficit financiero de la empresa y el alza de las tarifas eléctricas, se debe a la existencia de pérdidas técnicas y no técnicas en los procesos de distribución y suministro de energía eléctrica; para 2012, se registraron pérdidas del 15.3% de lo que se generaba, mientras que, en los países industrializados esa proporción estuvo en un rango de entre el 3.0% y 8.0%; por tanto, el Estado resaltó la necesidad de reorientar el segmento de distribución con un enfoque de reducción de pérdidas, buscando la imposición de reglas claras también para la

^{34/} En 2012, el salario mínimo, en promedio era de 60.7 pesos diarios, cuadro histórico de los salarios mínimos (1982-2018), Servicio de Administración Tributaria.

^{35/} Comisión Federal de Electricidad, Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022, diciembre de 2017.

regulación de los costos de la cadena productiva de energía, incluyendo tarifas de interconexión, además de las de transmisión y distribución, donde se permitiera cobrar un margen de recuperación en las tarifas, bajo criterios de libre concurrencia y competencia, lo cual implicó que fueran definidas por un organismo independiente.

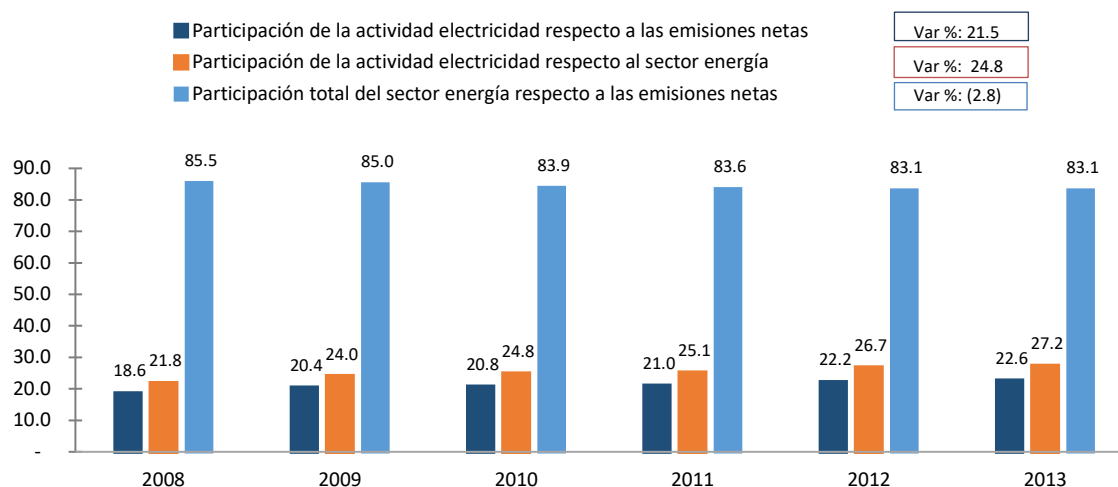
Otro de los factores que intervienen en el establecimiento de las tarifas aplicadas a los usuarios del servicio eléctrico se refiere a la inestabilidad de los precios que se fijan a los usuarios comerciales e industriales, pues éstas, dependen principalmente del costo de generación que, a su vez, es afectado por el precio del combustible utilizado para la producción; en años previos a la reforma, eso provocó que las tarifas aplicadas a ese tipo de usuarios registraran cambios significativos en el corto plazo.

El uso de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica y la falta de inversión para la transición a tecnologías de energía limpia no sólo afectaron el costo de producción, también provocaron un alto impacto ambiental pues, además de costosos, son altamente contaminantes, debido a la existencia de centrales eléctricas que generaban altos índices de contaminación y cuyo proceso de sustitución había sido lento, además de que no existían reglas ni instrumentos eficientes para el uso de energías limpias y gas natural,^{36/} aun cuando en nuestro país existe un alto potencial en materia de energías renovables, particularmente en energía eólica, geotérmica, hidráulica, biomasa y solar, lo que impidió la reducción de las emisiones de carbono, gases de efecto invernadero y demás factores contaminantes que generan un alto impacto ambiental; no obstante, en el diagnóstico no se mostró un escenario base que midiera ese deterioro ambiental causado por el proceso productivo del sector eléctrico.

En el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGYCEI) se identificó que, en 2013, el sector de energía producía el 83.1% de los gases de efecto invernadero ocasionados por el desarrollo de las actividades de los diferentes sectores, y la generación de energía eléctrica ocasionaba el 22.6%, como se muestra a continuación:

^{36/} La producción con gas natural resulta más eficiente, pues éste es cuatro veces más barato y emite 68.0% menos dióxido de carbono que el combustóleo, uno de los principales combustibles con los que se genera más electricidad.

PARTICIPACIÓN EN LA GENERACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO POR EL SECTOR
 ENERGÍA Y LA ACTIVIDAD ELECTRICIDAD, 2000-2013.
 (Porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el INEGYCEI del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.

Nota: Las emisiones netas consideran a la categoría de Energía, Procesos industriales y uso de productos y Residuos.

Finalmente, se expusieron los rezagos en la electrificación en algunas zonas rurales y marginales del país; a 2012, el 99.1% de las poblaciones con más de 100 mil habitantes contaron con el servicio, mientras que, en las localidades más pequeñas y marginadas, con menos de 2,500 habitantes, la cobertura era del 93.5%. En todo el territorio nacional ese índice fue del 98.0%, el 2.0% restante representó a más de 2.2 millones de personas que no tenían energía eléctrica, pues tampoco existía un mandato que estableciera como universal y prioritario su acceso.

Los efectos que podrían ocasionarse por la falta de atención de lo antes señalado, se relacionan con el riesgo de que la capacidad de generación en este sector no fuera suficiente para satisfacer la creciente demanda del suministro en el país, además de provocar un deterioro en la economía nacional, con implicaciones en la generación de empleo, toda vez que la capacidad efectiva de generación con la que contaba México en 2012 era de 63 Gigawatts y, de esa, el 64.0% era operada por la CFE, mientras que el 36.0% restante, por terceros, bajo esquemas de Productor Independiente de Energía Eléctrica (PIE), autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, exportación y usos propios. ^{37/}

^{37/} Desde 1992 la participación del sector privado en la generación eléctrica se permitió únicamente para aquellas actividades que no se consideraran de servicio público, reservando a la CFE al mercado doméstico; sin embargo, si bien el objetivo era brindar el servicio de electrificación a los usuarios domésticos, los clientes más rentables son los grandes usuarios, mismos que, al contar con mayor capital, invierten acorde a los cambios tecnológicos y demandas de la industria eléctrica nacional, dejando a CFE con los

En síntesis, en la exposición de motivos se señaló que la problemática del sector se circunscribe a la existencia de rezagos en la inversión que provocan el alza en las tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y urbanas marginadas del país) y deficiencias financieras en la CFE que le impiden ser rentable y generar valor económico; debido a que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se desarrolla bajo principios de libre competencia y competencia. Como factores causales se encontraron inconsistencias en la conducción, la regulación-supervisión ^{38/} y la operación del sistema; lo cual tiene como efectos que la capacidad de energía producida pudiera no ser suficiente para atender las demandas de la población y que existan rezagos en el crecimiento económico nacional, con implicaciones en la generación de empleos.

b) Diagnóstico de los documentos de planeación nacional y sectorial

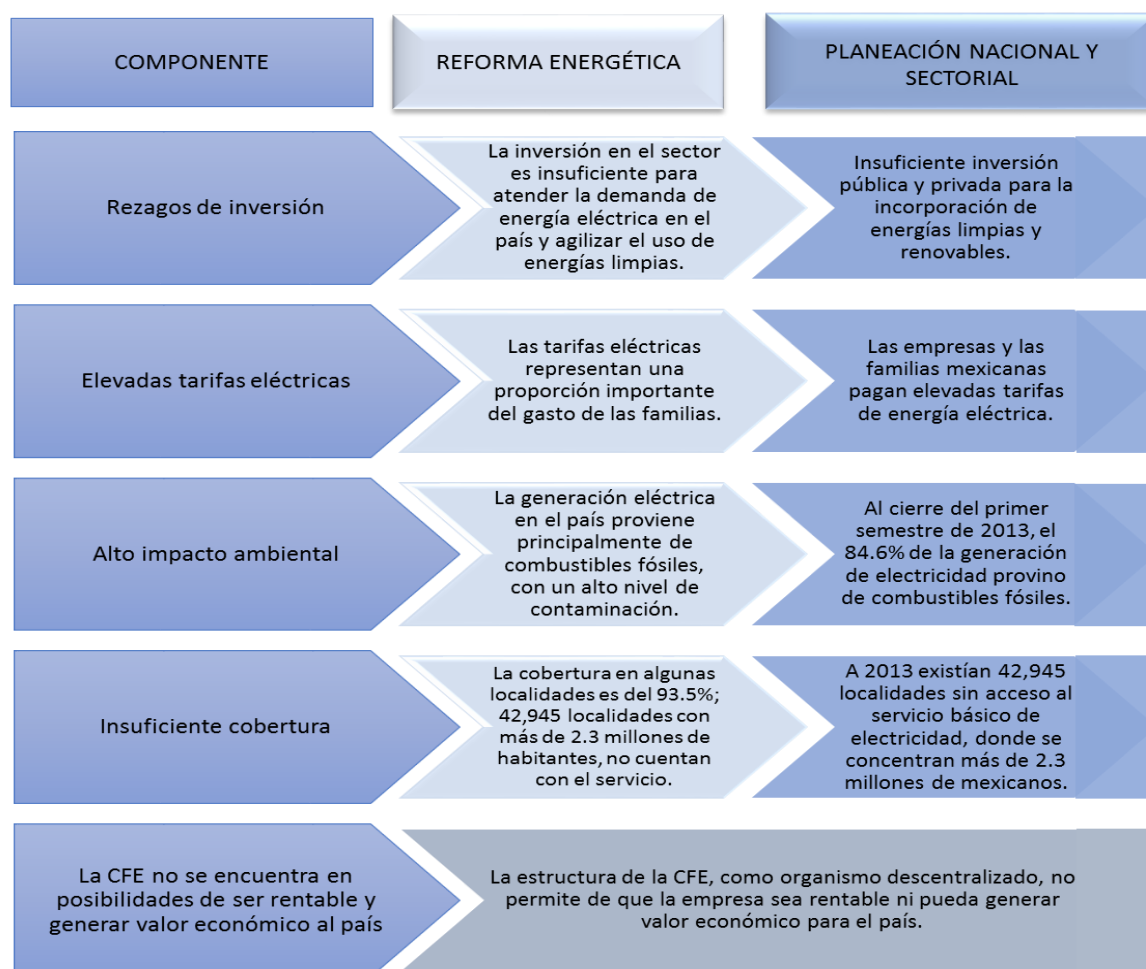
El Gobierno Federal es responsable de definir un problema público e identificar sus factores causales, a efecto de establecer los objetivos estratégicos de las políticas públicas. En este sentido, en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) y los programas sectoriales que deriven del mismo, se definen los objetivos, metas y estrategias; así también, se presenta un diagnóstico previo al establecimiento de las mismas.

En el cuadro siguiente, se presenta la alineación de los diagnósticos de la planeación nacional y sectorial, con los problemas definidos en la exposición de motivos de la reforma, en materia de electricidad.

clientes que producirán el menor incentivo al crecimiento económico nacional, por no estar en igualdad de circunstancias para captar y mantener a los clientes más rentables.

^{38/} El ciclo completo de una política de regulación incluye también a la supervisión.

ALINEACIÓN DE LOS DIAGNÓSTICOS DE LA PLANEACIÓN NACIONAL Y SECTORIAL CON LA EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD, 2013-2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la Exposición de motivos de la Reforma Constitucional en materia energética, 2013 y los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y del Programa Sectorial de Energía, 2013-2018.

Los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo y del Programa Sectorial de Energía, del periodo 2013-2018, guardan vinculación con el problema público que se presenta en la exposición de motivos de la reforma energética, en términos de la falta de inversión (pública y privada) para desarrollar proyectos en los que se incorporen tecnologías limpias y se atienda la demanda de generación de energía eléctrica; asimismo, en los tres documentos se resalta que la falta de inversión afecta a las tarifas eléctricas e inciden en el incremento de los niveles de contaminación por el uso prioritario de combustibles fósiles, mismos que, además de caros, tienen efectos negativos para el medio ambiente. De la misma forma, se precisa que la estructura de la CFE no le permite desarrollar actividades empresariales, económicas e industriales para que sea rentable y contribuya a la generación de valor económico para el Estado.

Finalmente, se menciona la obligación de hacer efectivo el derecho al servicio eléctrico a toda la población, por lo que se consideró un problema la falta de electrificación en algunas zonas rurales y marginadas del país. Para fines de análisis, se agruparon los factores causales de acuerdo con las actividades de conducción, regulación-supervisión y operación los cuales son los hilos conductores de la revisión.

ALINEACIÓN DE LOS DIAGNÓSTICOS DE LA PLANEACIÓN NACIONAL Y SECTORIAL CON LA EXPOSICIÓN DE MOTIVOS DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD, 2013-2018

	REFORMA ENERGÉTICA	PLANEACIÓN NACIONAL Y SECTORIAL
Conducción 	• La planeación del Sistema Eléctrico Nacional no toma en cuenta la generación privada. • Ausencia de un mercado eléctrico competitivo. • Inestabilidad en las tarifas comerciales e industriales. • El desarrollo del sector no considera a las regiones con alto potencial renovable o la fijación de medidas para incentivar el uso de energías limpias, en la planeación del sector. • Carencia de recursos para electrificar las zonas marginadas del país.	• Diferenciadas condiciones de suministro de energía eléctrica en el país. • Desactualización de leyes y reglamentos para optimizar la operación del sector eléctrico. • El incremento en el monto del subsidio que el Gobierno Federal brinda, principalmente a los usuarios domésticos y agrícolas, propicia una carga adicional a las necesidades financieras del país. • Se considera necesario establecer y actualizar el Inventario Nacional de Energías Renovables.
Regulación-supervisión 	• Inefectivas reglas para la operación del mercado eléctrico. • Falta de competencia en la operación del mercado eléctrico por la imparcialidad en su operación. • Ineficiente proceso de otorgamiento de permisos de acceso a los particulares. • Falta de reglas de interconexión y tarifas a los participantes del mercado. • Falta de instrumentos regulatorios para la adopción de energías menos contaminantes. • Inadecuada regulación para permitir el servicio universal y la electrificación.	• Desactualización del marco regulatorio y tarifario para ofrecer certidumbre y flexibilidad a los participantes del sector eléctrico. • Los esquemas de regulación-supervisión de las entidades del sector necesitan ser actualizados.
Operación 	• Insuficiente participación de los particulares en la generación de energía eléctrica. • Insuficiente, inadecuada y desactualizada infraestructura eléctrica para satisfacer las necesidades de energía en el país. • Altos costos a lo largo de la cadena productiva del sector. • Pérdidas técnicas y no técnicas en los procesos de transmisión y distribución. • Déficit financiero de la CFE. • Deterioro del patrimonio de la CFE. • Insuficiente uso de energías renovables a gran escala. • Insuficiente electrificación en algunas zonas rurales y marginales.	• Necesidad de fortalecer la participación pública y privada en los procesos de generación de energía. • El uso de tecnologías de generación que utilicen fuentes renovables de energías es mínimo. • Insuficiente capacidad de la red de transmisión y distribución de electricidad que limitan compartir lo generado a las diferentes regiones, impidiendo aprovechar los excedentes de algunas regiones. • Un elevado número de plantas de generación rebasan su vida útil. • Las pérdidas en la transmisión y distribución de la energía eléctrica (del 16.4% en 2012) rebasan el estándar internacional (alrededor del 8.0%). • Pérdida de ingresos por facturación evitada mediante usos ilícitos (usuarios no regulados y que no cuentan con medidores). • Elevados costos en la generación y suministro de electricidad. • La mayor parte de la electricidad se genera a partir de combustibles fósiles, con alto nivel de contaminación y precios elevados.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la Exposición de Motivos de la Reforma Constitucional en materia energética, 2013 y los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y del Programa Sectorial de Energía, 2013-2018.

Los factores causales que se definen en los documentos de planeación nacional y sectorial de mediano plazo se alinean con los expuestos en la reforma en materia energética, en términos de las deficiencias de conducción del Sistema Eléctrico Nacional y el mercado eléctrico que impidieron la entrada de nuevos competidores al sector, lo cual motiva el uso insuficiente de tecnologías menos contaminantes y el incremento de las tarifas a los usuarios finales.

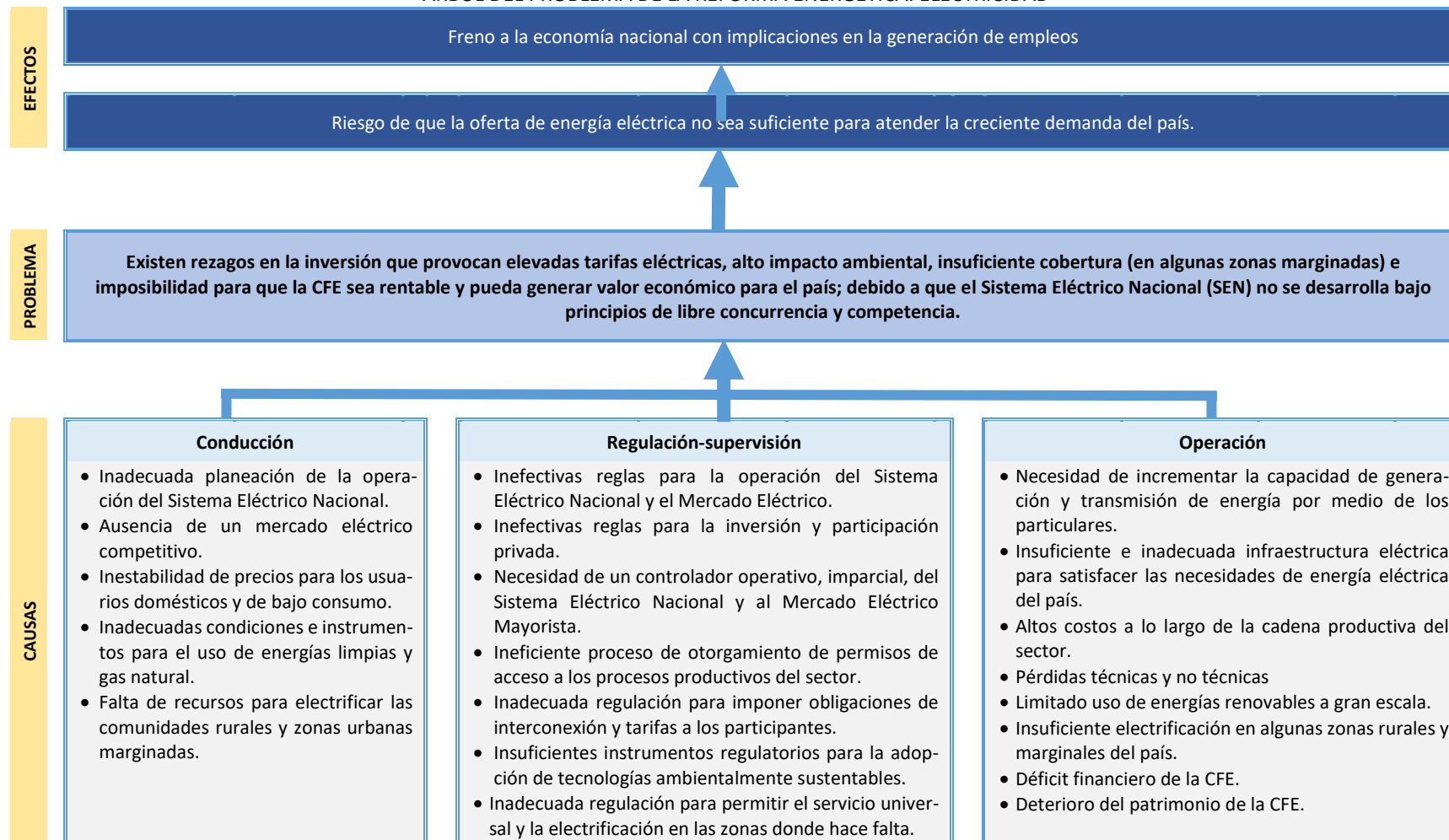
Asimismo, se retoman las deficiencias en términos de regulación-supervisión, en este último aspecto, si bien no se define específicamente una falta de supervisión del cumplimiento de obligaciones para que ese proceso funcione, es necesaria una correcta verificación de la normativa aplicada.

Por lo que corresponde a las deficiencias en el proceso de operación, existe relación entre las principales fallas del sector, en términos de los elevados costos de los procesos de generación, transmisión y distribución, así como las deficiencias de infraestructura que no benefician el uso de tecnologías limpias y, a su vez, provocan pérdidas.

Finalmente, existe consistencia con los efectos que puede ocasionar la falta de atención de la problemática, en términos de la capacidad de generar energía para atender las necesidades de la población y el riesgo de que una capacidad inferior a la demanda pueda poner un freno a la economía nacional, lo que puede afectar la generación de empleos.

En el análisis de los diagnósticos incluidos en la exposición de motivos de la reforma energética y en los documentos de planeación de mediano plazo, se encuentra correspondencia entre la problemática que motivó la intervención gubernamental en el sector, así como entre los factores causales y los efectos esperados, lo cual se esquematiza en el árbol del problema como se muestra a continuación:

ÁRBOL DEL PROBLEMA DE LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Exposición de motivos de la Reforma Constitucional, en materia energética, 2013 y los diagnósticos del Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 y el Programa Sectorial de Energía, 2013-2018.

En el esquema anterior, se identifica que el problema público que pretende resolver la reforma energética en materia de electricidad se refiere a la existencia de rezagos en la inversión que provocan elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y urbanas marginadas) e imposibilita que la CFE sea rentable y pueda generar valor económico para el país; debido a que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se desarrolla bajo principios de libre concurrencia y competencia. Asimismo, se señaló que los factores causales se relacionaron con deficiencias en la conducción, regulación-supervisión y operación del sector eléctrico nacional que, de no ser atendidos, existe el riesgo de que la oferta de energía eléctrica no sea suficiente para satisfacer la demanda del país, además de que podría significar un freno a la economía nacional con implicaciones en la generación de empleos.

En conclusión, se identificó el problema público a resolver y se sustentó en diagnósticos que permitieron establecer la ruta crítica para llevar a cabo la reforma. Asimismo, a excepción del caso ambiental, se incluyen parámetros cuantitativos que, en su momento, permitirán dimensionar los avances en la implementación de los objetivos que se hayan establecido para su cumplimiento; no obstante, en el hilo de operación no se detallan las causas del déficit financiero de la CFE.

A continuación, se presenta el análisis del diseño de la política pública, a fin de determinar su vinculación con la problemática que se pretende atender.

1.2 Diseño de la política pública

1.2.1. Diseño programático - presupuestal

En este apartado se analizó la alineación de los objetivos de la planeación nacional y sectorial con los objetivos que el Estado buscó alcanzar con la reforma energética, así como los recursos ejercidos para su implementación, por lo que se abordan los aspectos siguientes: a) objetivos de la reforma energética, b) alineación con la planeación nacional y sectorial, c) árbol del objetivo, d) alineación con la asignación presupuestal y e) presupuesto ejercido, con el fin de analizar la estructura programática presupuestal de la política.

a) Objetivos de la reforma energética

Como parte de la reforma constitucional en materia energética, se expusieron los objetivos esperados para resolver la problemática relacionada con los rezagos en la inversión, las elevadas

tarifas eléctricas, el alto impacto ambiental, la insuficiente cobertura y la imposibilidad para que la CFE fuera rentable y pudiera generar valor económico para el país; ocasionados, principalmente, porque el Sistema Eléctrico Nacional no se desarrolla bajo principios de libre competencia y competencia; así como las estrategias para atender los factores causales en términos de conducción, regulación-supervisión y operación, además de los efectos de dichos problemas. Atendiendo lo anterior, en la exposición de motivos de la reforma energética se propusieron los objetivos fundamentales y beneficios concretos que se enlistan a continuación:

OBJETIVOS FUNDAMENTALES	BENEFICIOS CONCRETOS
☐ Permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios.	☐ Bajar las tarifas eléctricas.
☐ Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país.	☐ Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico en 2018 y aproximadamente dos puntos más para 2025.
☐ Contar con mayor abasto de energéticos a mejores precios.	☐ Crear cerca de 500.0 miles de empleos adicionales en 2018 y 2,500.0 miles, para 2025 (en todo el sector de energía).
☐ Modernizar y fortalecer, sin privatizar a la CFE, como empresa productiva del Estado.	☐ Sustituir las centrales eléctricas más contaminantes con tecnologías limpias y gas natural.
☐ Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la explicación ampliada de la Reforma Energética expedida por la Secretaría de Energía el 17 de junio de 2015.

Las premisas anteriores representan una serie de acciones que engloban medios y estrategias esperadas por el Gobierno Federal, para atender la problemática identificada que motivó la reforma; el primer objetivo tiene como medios la mejora en la conducción y regulación-supervisión del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que propicien mayor inversión con la participación privada para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura para transmitir y distribuir energía eléctrica, de esa forma, se planeó aprovechar la tecnología y la experiencia de las empresas que han aplicado prácticas que permitan reducir los costos de operación y las pérdidas de energía y, en consecuencia, contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios; por lo que también se plantean estrategias de operación en el sector.

Además de las estrategias antes definidas en materia de conducción y regulación-supervisión, con la reforma en la materia, también se busca disminuir los costos de la cadena productiva del sector,

para lograr la estabilización de las tarifas a usuarios domésticos, de bajo consumo, industriales y comerciales, así como las de transmisión y distribución. Lo anterior, con el fin de incentivar el crecimiento económico nacional^{39/} y contribuir en la generación de empleos;^{40/} sin embargo, para esto último, no se exponen estrategias específicas.

Respecto del objetivo de modernizar y fortalecer a la CFE, destacan cuestiones técnicas y financieras por parte de la Comisión para su separación en empresas subsidiarias,^{41/} además, se espera reducir el déficit financiero y disminuir el deterioro del patrimonio de la empresa; sin embargo, no se definen estrategias específicas para lograrlo, ni los beneficios (metas) concretos de dividir la empresa en subsidiarias.

En cuanto a la protección del medio ambiente, se propone la transición al uso de fuentes limpias, con la creación de instrumentos regulatorios y parámetros de los porcentajes de energía que deberá ser generada con dichos insumos. Como beneficio se espera la sustitución de las centrales eléctricas más contaminantes con tecnologías limpias y gas natural, al respecto, se considera que éste es un medio, antes que un fin, para la reducción de los efectos contaminantes del sector y no existen metas específicas relacionadas con la disminución del impacto ambiental derivado de la generación de energía eléctrica.

Por lo que se refiere a la problemática de la falta de electrificación en algunas zonas del país, también se planeó el establecimiento del Fondo de Servicio Universal Eléctrico, mediante el cual se puedan ejecutar acciones de electrificación en las zonas donde hace falta el servicio, con miras a alcanzar la cobertura universal.

Es importante señalar que uno de los motivos principales de la reforma fueron las estimaciones de inversión para abastecer la demanda esperada del servicio público de electricidad; al respecto, se indicó que el crecimiento de la demanda sería de 4.1% anual, mientras que sólo se contaba con recursos para incrementar la capacidad de transmisión en 1.1% anual, razón por la cual, el Estado consideró necesario contar con la participación de la inversión privada.

^{39/} En la exposición de motivos de la Reforma Energética, se fijó una meta específica de un punto porcentual en 2018 y aproximadamente dos puntos porcentuales más para 2025, considerando todo el sector de energía.

^{40/} La meta específica de todo el sector energético es generar 500.0 mil empleos adicionales a 2018 y 2,500.0 miles para 2025.

^{41/} En el diseño institucional se especifican las cuestiones técnicas de la separación de la CFE en empresas subsidiarias y en el apartado de implementación se detalla la reestructuración financiera.

b) Alineación con la planeación nacional y sectorial

En relación con el análisis programático de la política pública en materia de electricidad, se identificaron los objetivos y estrategias establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER), el Programa Sectorial de Medio Ambiente (PROMARNAT), ambos del periodo 2013-2018, y la Reforma Energética.

DISEÑO PROGRAMÁTICO: OBJETIVOS DE PLANEACIÓN DE MEDIANO PLAZO, 2013-2018

Objetivos de la Reforma Energética	Programación Nacional		Programación Sectorial	
	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias
- Permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la luz. - Atraer mayor inversión al sector energético mexicano para impulsar el desarrollo del país. - Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a la Comisión Federal de Electricidad como Empresa Productiva del Estado. - Contar con un mayor abasto de energéticos a mejores precios.	4.6 Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	4.6.2 Asegurar el abastecimiento racional de la energía eléctrica a lo largo del país.	2. Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional.	2.1 Desarrollar la infraestructura eléctrica nacional, con criterios de economía, seguridad, sustentabilidad y viabilidad económica. 2.2 Disponer de infraestructura eléctrica en las mejores condiciones para proveer el servicio con estándares de seguridad, calidad y eficiencia. 2.3 Disminuir los costos a lo largo de la cadena productiva del sector eléctrico que permitan la reducción de tarifas. 2.4 Actualizar el marco jurídico para incentivar el desarrollo eficiente del sector bajo los principios de certidumbre, transparencia y rendición de cuentas.
			3. Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al crecimiento económico.	3.1 Desarrollar la infraestructura de transmisión eléctrica para incrementar el mallado de la red y la reducción de pérdidas.
			4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.	4.1 Ampliar la cobertura del servicio eléctrico y homologar sus condiciones de calidad y seguridad de suministro promoviendo la inclusión social.
			5. Ampliar la utilización de fuentes de energías limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.	5.1 Incrementar la participación de energías limpias y renovables en la generación de electricidad. 5.2 Promover el aprovechamiento sustentable de la energía en todos sus procesos y actividades desde la exploración hasta el consumo. 5.3 Ampliar los mecanismos y medios de información que promuevan las energías renovables y la eficiencia energética. 5.4 Instrumentar programas de responsabilidad ambiental y social relacionados con el sector energía.
Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.				

Continúa...

...Continuación

Objetivos de la Reforma Energética	Programación Nacional		Programación Sectorial	
	Objetivos	Estrategias	Objetivos	Estrategias
• Modernizar y fortalecer, sin privatizar, a la CFE como Empresa Productiva del Estado. • Permitir que la Nación ejerza, de manera exclusiva, la planeación y control del sistema eléctrico nacional, en beneficio de un sistema competitivo que permita reducir los precios de la luz.	4.8 Desarrollar los sectores estratégicos del país.	4.8.1 Reactivar una política de fomento económico enfocada a incrementar la productividad de los sectores dinámicos y tradicionales de la economía mexicana, de manera regional y sectorial.	6. Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.	6.4 Promover por medio de fondos sectoriales, proyectos que innoven la industria energética nacional en sus distintas áreas. 6.5 Promover la difusión de información, conocimientos y técnicas propias del sector. 6.7 Impulsar esquemas de proveeduría, fabricación de equipos y manufactura nacional para el sector energía.
• Impulsar el desarrollo con responsabilidad social y proteger al medio ambiente.	4.4 Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.	4.4.1 Implementar una política integral de desarrollo que vincule la sustentabilidad ambiental con costos y beneficios para la sociedad.	1. Promover y facilitar el crecimiento sostenido y sustentable de bajo carbono con equidad y socialmente incluyente.	1.2 Propiciar una gestión ambiental integral para promover el desarrollo de proyectos de inversión que cumplan con los criterios de sustentabilidad. 1.3 Inducir el mejor desempeño ambiental del sector productivo por medio de instrumentos de fomento y regulatorios y mecanismos de autorregulación.
		4.4.3 Fortalecer la política nacional de cambio climático y cuidado al medio ambiente para transitar hacia una economía competitiva, sustentable, resiliente y de bajo carbono.	2. Incrementar la resiliencia a efectos del cambio climático y disminuir las emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero.	2.1 Incrementar la resiliencia ecosistémica y disminuir la vulnerabilidad de la población, infraestructura y servicios al cambio climático. 2.3 Consolidar las medidas para la mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018, el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (PROMARNAT) 2013-2018, y la Reforma Energética.

Existe alineación entre los objetivos nacionales con los de la reforma; dicha alineación es complementaria con los objetivos sectoriales (establecidos en el PROSENER), en términos de inversión, tarifas, cuidado ambiental, cobertura, rentabilidad y generación de valor económico, con un enfoque de competencia y libre concurrencia en el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, busca fortalecer el crecimiento y desarrollo del sector. ^{42/}

La planeación del SEN se encuentra establecida en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, documento en el que se mencionan las estrategias de ampliación y modernización de la red nacional de transmisión y de las redes generales de distribución. Asimismo, se señalan las necesidades de desarrollar de manera óptima la infraestructura para contar con energía suficiente, así como para el aprovechamiento de combustibles eficientes, de menor costo y bajo impacto ambiental, y que permitan la atención de la demanda, la reducción de pérdidas en el suministro y el incremento de la cobertura del servicio.

Los objetivos orientados a la protección ambiental del sector energético se complementan con los de la programación en materia de medio ambiente (determinados en el PROMARNAT), mediante el establecimiento de estrategias con las que se espera mejorar el desempeño ambiental del sector, por medio de instrumentos regulatorios y la consolidación de medidas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, aunque, es importante considerar que esas acciones se dirigen a todos los sectores productivos del país. Asimismo, se establecen objetivos y metas específicas para el aprovechamiento de energías renovables, y fomentar aquellos proyectos que, a partir de fuentes renovables de energía, provean electricidad a comunidades rurales que no cuenten con este servicio, estén o no aisladas de las redes, así como definir las estrategias y acciones necesarias para alcanzarlas.

En los documentos de programación nacional y sectorial se definen las líneas de acción específicas, como se muestra en el cuadro siguiente:

^{42/} Por lo que se refiere a las estrategias, se busca desarrollar la infraestructura con criterios de sustentabilidad y viabilidad económica, disminuir los costos de la cadena productiva del sector, reducir las pérdidas y la realización de proyectos en zonas donde hagan falta los servicios; así como modernizar, sin privatizar a la CFE.

LÍNEAS DE ACCIÓN DE LA PLANEACIÓN DE MEDIANO PLAZO, 2013-2018

OBJETIVOS	LÍNEAS DE ACCIÓN
Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018	
4.6. Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	• Impulsar la reducción de costos de energía eléctrica para que disminuyan las tarifas que pagan las empresas y las familias mexicanas. • Homologar las condiciones de suministro de energía eléctrica en el país. • Diversificar la composición del parque de generación de electricidad considerando las expectativas de precios de los energéticos a mediano y largo plazos. • Modernizar la red de transmisión y distribución de electricidad. • Promover el uso eficiente de la energía, así como el aprovechamiento de fuentes renovables, mediante la adopción de nuevas tecnologías y la implementación de mejores prácticas.
Programa Sectorial de Energía 2013-2018	
2. Optimizar la operación y expansión de la infraestructura eléctrica nacional.	• Planear la expansión de la infraestructura eléctrica nacional conforme al incremento de la demanda, incorporando energías limpias, externalidades y diversificación energética. • Expandir la infraestructura, cumpliendo con las metas de energía limpia del Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables. • Potenciar la participación de la energía nucleoelectrónica. • Mantener, modernizar y rehabilitar la infraestructura eléctrica para optimizar la operación del sistema. • Establecer programas que incrementen la eficiencia energética de los procesos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. • Fijar estándares de calidad y continuidad del suministro en la prestación del servicio a nivel de área de distribución. • Actualizar la infraestructura y marco institucional para gestión de desechos radiactivos y combustible nuclear gastado para asegurar la sustentabilidad de las instalaciones. • Reducir las pérdidas de energía en la operación del sistema eléctrico para disminuir costos y mejorar la relación precio/costo. • Incrementar la productividad de la CFE en toda su cadena de valor, para reducir las brechas respecto de las mejores prácticas internacionales. • Incorporar tecnologías que permitan incrementar la eficiencia de los procesos de transmisión, distribución y comercialización, además de reducir costos. • Asegurar la disponibilidad de insumos para la generación eléctrica, garantizando la viabilidad económica y la sustentabilidad a corto y largo plazo. • Convertir centrales viables para incrementar su eficiencia y flexibilidad, para el uso de combustibles alternos en generación que permita minimizar costos. • Realizar propuestas de modificación a leyes y reglamentos a fin de optimizar la operación del sector eléctrico. • Mantener un marco actualizado en materia normativa, regulatoria y tarifaria que ofrezca certidumbre y flexibilidad a los participantes del sector eléctrico. • Ampliar el ámbito de información disponible que permita a los usuarios tener mejor conocimiento sobre el desempeño del sector.
3. Desarrollar la infraestructura de transporte que permita fortalecer la seguridad de provisión de energéticos, contribuyendo al desarrollo económico.	• Reducir costos y establecer tarifas de transmisión que incentiven el desarrollo eficiente de la industria eléctrica. • Implementar un programa de expansión y fortalecimiento de la red de transmisión que reduzca el número de líneas en estado de saturación de larga duración. • Expandir el mallado de la red de transmisión incrementando su capacidad, flexibilidad, y el aprovechamiento de las fuentes renovables. • Fortalecer la colaboración entre la CFE y PEMEX, para planear gasoductos que abastezcan nuevas centrales eléctricas.
4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en distintas zonas del país.	• Avanzar en la electrificación de poblados rurales y colonias populares. • Estandarizar la calidad y seguridad en el suministro de energía eléctrica de todo el país. • Impulsar el aprovechamiento de todo tipo de bioenergéticos en transporte, aprovechamiento térmico y producción de electricidad. • Asegurar la viabilidad del abastecimiento oportuno de energía con precios competitivos y de calidad a lo largo de la cadena productiva.

Continúa...

Continuación...

OBJETIVOS	LÍNEAS DE ACCIÓN
Programa Sectorial de Energía 2013-2018	
5. Ampliar la utilización de fuentes de energía limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social ambiental.	• Adecuar el marco regulatorio y reglas de interconexión a las redes del sistema eléctrico nacional para facilitar el acceso a la interconexión para las energías limpias y renovables. • Informar a la población con transparencia y objetividad, las oportunidades que ofrece el desarrollo de la tecnología nuclear para la generación eléctrica. • Promover la participación y coordinación entre actores interesados para favorecer el desarrollo de energías limpias y renovables. • Fortalecer la normalización en materia de eficiencia energética y su cumplimiento. • Implementar programas de reducción de emisiones contaminantes en el sector eléctrico.
6. Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.	• Ampliar las bases de datos y fuentes de información del sector, para entender la estructura y las problemáticas del sector energético nacional. • Desarrollar modelos que permitan simular el funcionamiento del sector, su comportamiento y evaluar los efectos de las políticas públicas. • Promover el desarrollo de proveedores y de nuevas actividades industriales en torno a los sectores eléctrico y de hidrocarburos.
Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013-2018	
1. Promover y facilitar el crecimiento sostenido y sustentable de bajo carbono con equidad y socialmente incluyente.	• Normar, regular y fomentar energías renovables y tecnologías limpias para consolidar al país como una economía de bajo carbono. • Modernizar el proceso de Evaluación de Impacto y Riesgo Ambiental con criterios de adaptación y mitigación al cambio climático. • Desarrollar e instrumentar el Programa Especial de Producción y Consumo Sustentable. • Establecer criterios de sustentabilidad en procesos productivos y de servicios, mediante metodología para eco-etiquetado basada en análisis de ciclo de vida.
2. Incrementar la resiliencia a efectos del cambio climático y disminuir las emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero.	• Promover el fortalecimiento e inclusión de criterios de adaptación en infraestructura estratégica en sectores industriales y servicios. • Promover el cumplimiento normativo ambiental, en las actividades, obras y procesos que generan y emiten gases efecto invernadero.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018 y el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (PROMARNAT) 2013-2018.

Los objetivos, estrategias y líneas de acción contenidos en los documentos de planeación nacional de mediano plazo (2013-2018) se enfocaron en atraer la inversión al sector para impulsar el desarrollo del país, a fin de contribuir al crecimiento económico nacional y, en consecuencia, se incentive la generación de empleos; así como en asegurar el abastecimiento de energía eléctrica a lo largo del país, desarrollar la infraestructura eléctrica, impulsar el servicio con una perspectiva de protección al medio ambiente mediante la generación de la energía por fuentes limpias y renovables.

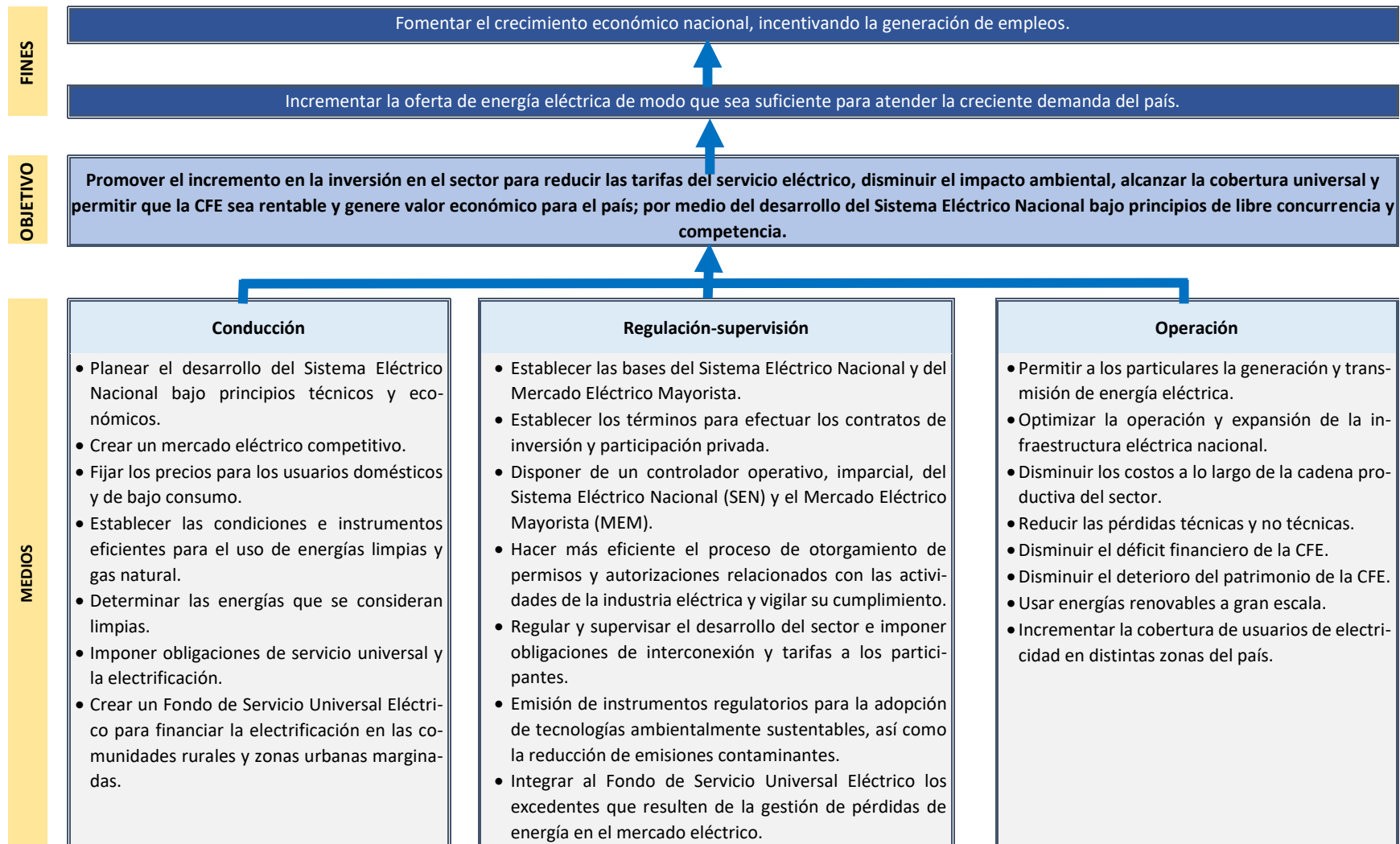
Por lo tanto, en dichos mecanismos de programación nacional, se definieron las acciones con las que se pretende atender las causas relacionadas con las deficiencias en términos de conducción, regulación-supervisión y operación del sector, y que dieron origen a la problemática relacionada con los rezagos en la inversión que generan elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y urbanas marginadas del país), e imposibilidad de

que la CFE sea rentable y genere valor económico para el Estado debido a que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se desarrolla bajo principios de libre competencia y competencia.

c) Árbol de objetivos

Del análisis de los documentos anteriores, se desprende el siguiente árbol del objetivo de la política pública, donde se esquematizan de manera ordenada y sintética, los objetivos, medios y fines que se persiguen con la reforma energética, en términos de electricidad.

ÁRBOL DEL OBJETIVO DE LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Exposición de motivos de la Reforma Constitucional en materia energética, 2013; el Plan Nacional de Desarrollo, 2013-2018; el Programa Sectorial de Energía, 2013-2018, y el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (PROMARNAT), 2013-2018.

Con la alineación de los objetivos, estrategias y líneas de acción definidas en los programas de planeación nacional y sectorial del periodo 2013-2018, con los objetivos y premisas fundamentales de la reforma energética, se identificó el objetivo central de la política con el que se pretende atender la problemática del sector, en términos de incrementar la inversión para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y permitir que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país; por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia.

De la misma forma, se definen los medios para atender los factores causales del problema, relacionados con la conducción que, como se expone en el diseño normativo-institucional, su cumplimiento corresponde a la SENER y a la SHCP; regulación-supervisión, a cargo de la SENER, CRE, CENACE, SEMARNAT y PROFEPA; así como la operación, responsabilidad de la CFE. Asimismo, se establecieron los fines concernientes a la generación de energía suficiente para atender la demanda del sector; además de su contribución al desarrollo económico nacional, con implicaciones en la generación de empleos; no obstante, no se señalan de manera clara los medios con los que se pretende avanzar en el incremento de empleos.

d) Alineación con la asignación presupuestal

Una vez definidos los objetivos y estrategias que serán implementadas por el Gobierno Federal para atender la problemática del sector, corresponde la asignación de recursos públicos mediante la ejecución de programas presupuestarios, cuyos objetivos se deben alinear con la planeación nacional y sectorial ya mencionada, en el caso del presente apartado. En virtud de lo anterior, a continuación, se examinan los programas presupuestarios identificados.

Con base en la estructura de la Cuenta Pública 2017, los programas presupuestarios que se relacionan con las estrategias de conducción, regulación-supervisión y operación, definidas como los medios para lograr los objetivos y fines de la política,^{43/} se muestra en el cuadro siguiente:

^{43/} De acuerdo con la estructura funcional programática, los programas presupuestarios, están alineados a la Finalidad "Desarrollo Económico", Subfunciones "Electricidad", "Otros Combustibles", "Servicios Científicos y Tecnológicos". El detalle de la clasificación de cada uno de los programas se muestra en el Anexo I.

ALINEACIÓN DE LOS PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS CON LOS OBJETIVOS NACIONALES Y SECTORIALES DE LA POLÍTICA EN MATERIA DE ELECTRICIDAD, 2013-2017
 (Millones de pesos a precios de 2017)

OBJETIVO NACIONAL (PND)	OBJETIVOS SECTORIALES (PROSENER)	PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS (CUENTA PÚBLICA)	RESPONSABLE Y COMPONENTE	PRESUPUESTO EJERCIDO (2013-2017)
Sector Energía.				
4.6 Abastecer de energía al país con precios competitivos, calidad y eficiencia a lo largo de la cadena productiva.	2. Optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional.	1. P002 Coordinación de la política energética en electricidad.	SENER-Conducción	171,810.2
		2. G001 Regulación y permisos de electricidad. ^{1/}	CRE-Regulación-supervisión	1,311.5
		3. E568 Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.	CENACE-Regulación-supervisión	4,715.4
		4. K001 Proyectos de infraestructura económica de electricidad.		317.5
		5. E561 Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica.	CFE-Operación	653,729.7
		6. E563 Suministro de energéticos a las centrales generadoras de Electricidad.		67,366.8
		7. E567 Operación y mantenimiento a líneas de transmisión, subestaciones de transformación y red fibra óptica.		42,777.5
		8. E570 Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y de comercialización de energía eléctrica.		233,080.5
		9. K001 Proyectos de infraestructura económica de electricidad.		37,300.6
		10. K027 Mantenimiento de infraestructura. ^{3/}		41,450.1
		11. K044 Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas).		78,095.3
		12. P552 Coordinación de las funciones y recursos para la infraestructura Eléctrica.		16,574.9
		13. E555 Operación Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos Productivos.		7,373.7
		14. P553 Planeación del Sistema Eléctrico de la infraestructura de la CFE.		1,303.4
		15. R584 Adquisición de energía eléctrica a los Productores Externos.		344,406.1
		16. R585 Planeación y dirección de los procesos productivos.		3,844.4
	4. Incrementar la cobertura de usuarios de combustibles y electricidad en las distintas zonas del país.	17. K014 Otros proyectos de infraestructura social. ^{2/}		1,782.6
		18. K029 Programas de adquisiciones. ^{5/}		22,685.3
	5. Ampliar la utilización de fuentes de energía limpias y renovables, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental.	19. E562 Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde.		30,692.3
		20. E578 Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica.		609.4
		21. F571 Promoción de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía Eléctrica.		194.9
		22. K028 Estudios de preinversión. ^{4/}		615.6
		23. E016 Investigación, desarrollo tecnológico y prestación de servicios en materia nuclear y eléctrica.	SENER-Conducción	1,389.4
		24. P008 Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía.		268.0

Continúa...

...Continuación

OBJETIVO NACIONAL (PND)	OBJETIVOS SECTORIALES (PROSENER)	PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS (CUENTA PUBLICA)	RESPONSABLE Y COMPONENTE	PRESUPUESTO EJERCIDO (2013-2017)
4.8 Desarrollar los sectores estratégicos del país.	6. Fortalecer la seguridad operativa, actividades de apoyo, conocimiento, capacitación, financiamiento y proveeduría en las distintas industrias energéticas nacionales.	25. P001 Conducción de la política energética.	SENER-Conducción	2,866.4
n.a.	n.a.	26. Otros programas presupuestarios. ^{6/}	n.a.	118,951.9
Sector de Medio Ambiente				
4.4 Impulsar y orientar un crecimiento verde incluyente y facilitador que preserve nuestro patrimonio natural al mismo tiempo que genere riqueza, competitividad y empleo.	1. Promover y facilitar el crecimiento sostenido y sustentable de bajo carbono con equidad y socialmente incluyente.	27. G030 Normativa Ambiental e Instrumentos para el Desarrollo Sustentable.	SEMARNAT-Regulación - Supervisión*	n.e.
		28. P002 Planeación, Dirección y Evaluación Ambiental.		
	2. Incrementar la resiliencia a efectos del cambio climático y disminuir las emisiones de compuestos y gases de efecto invernadero.	29. K129 Infraestructura para la Protección de Centros de Población y Áreas Productivas.	SEMARNAT-Regulación - Supervisión*	n.e.
Total de recursos ejercidos en el periodo				1,885,513.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2013-2018, el Programa Sectorial de Energía (PROSENER) 2013-2018, el Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales (PROMARNAT) 2013-2018 y la Cuenta Pública 2013-2017.

NOTA: La estructura del cuadro se realizó con base en los Objetivos Nacionales y Sectoriales de las MIR de 2017 de cada programa presupuestario.

^{1/} En 2015 se alineó al Objetivo Sectorial 6, a partir de 2016 se cambió a la alineación actual.

^{2/} En 2015 se alineó al Objetivo Sectorial 5, a partir de 2016 se cambió a la alineación actual.

^{3/} En 2015 se alineó al Objetivo Sectorial 1, a partir de 2016 se cambió a la alineación actual.

^{4/} En 2015 se alineó al Objetivo Sectorial 1, a partir de 2016 se cambió a la alineación actual.

^{5/} En 2015 se alineó al Objetivo Sectorial 1, a partir de 2016 se cambió a la alineación actual.

^{6/} Se consideran los programas presupuestarios E009 "Gestión e implementación en aprovechamiento sustentable de la energía", E204 "Generación de Energía Eléctrica", E568 "Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional", F012 "Promoción en materia de aprovechamiento sustentable de la energía" y G007 "Supervisar el aprovechamiento sustentable de la energía", los cuales formaron parte de presupuesto de la política pública pero durante el periodo 2013-2015 se fusionaron o suprimieron, la estructura que se muestra en el cuadro corresponde a la de 2017.

* La intervención de esta institución no es exclusiva del sector energético, por lo que no es posible determinar el presupuesto específico que destinó a este sector.

n.e. No específico.

Si bien en el cuadro se enlistan 29 programas presupuestarios, incluyendo el numeral 26 relativo a otros, ^{44/} únicamente se analizaron los 25 programas mediante los cuales se implementó la política

^{44/} Se consideran los programas presupuestarios E009 "Gestión e implementación en aprovechamiento sustentable de la energía", E204 "Generación de Energía Eléctrica", E568 "Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional", F012 "Promoción en materia de aprovechamiento sustentable de la energía" y G007 "Supervisar el aprovechamiento sustentable

pública, y que correspondieron con los objetivos nacionales, sectoriales y de la reforma, en términos de la definición de estrategias para la conducción, a cargo de la SENER, regulación-supervisión, responsabilidad de la CRE y el CENACE, y operación, atribución de la CFE.

En el caso de los tres programas a cargo de la SEMARNAT y la PROFEPA que, si bien se relacionan con los objetivos de la regulación-supervisión en materia ambiental, sus actividades no se definen de manera individual para cada sector productivo del país y no es posible identificar la fracción del presupuesto ejercido para atender la problemática específica de la industria eléctrica, por tanto, el presupuesto de esos tres programas no formó parte de este análisis. Por lo que corresponde a la SHCP, no se identificaron programas específicos para fijar tarifas eléctricas a los usuarios domésticos y de bajo consumo, toda vez que no es una facultad exclusiva de la Secretaría para este sector.

Derivado de lo anterior, se identificó que, por medio de los 25 programas a cargo de la SENER, la CRE, el CENACE y la CFE, durante el periodo 2013-2017, se ejercieron 1,885,513.4 millones de pesos; la evolución de ese gasto se analizará posteriormente.

De acuerdo con las Matrices de Indicadores para Resultados (MIR), los objetivos de cada uno de los 25 programas, son consistentes con los objetivos nacionales y sectoriales mediante los cuales se implementa la política. Para conocer el efecto directo que cada programa propone alcanzar tras su ejecución y comprender la razón de ser de los mismos, así como su relación con los componentes de la política, se analizarán sus objetivos del nivel propósito, ^{45/} como se presenta en el cuadro siguiente:

de la energía", los cuales formaron parte de presupuesto de la política pública pero, durante el periodo 2013-2015, se fusionaron o suprimieron con los programas vigentes y correspondientes a la estructura de 2017.

^{45/} Para el análisis se considerarán los objetivos del nivel propósito, debido a que señala el efecto directo que se propone alcanzar con el programa al área de enfoque, mientras que los objetivos de fin indican cómo se contribuye al logro de objetivos de orden superior con el que está alineado. Fuente: Guía para el desarrollo de la Matriz de Indicadores para Resultados, SHCP.

ALINEACIÓN DE LOS OBJETIVOS DE PROPÓSITO ESTABLECIDOS EN LAS MIR DE LOS PROGRAMAS QUE SE IMPLEMENTARON EN LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD, 2017.

Componente	UR	PROGRAMA PRESUPUESTARIO	OBJETIVO PROPÓSITO	COMENTARIOS
Conducción	SENER	1. P002 “Coordinación de la política energética en electricidad”	El Sistema Eléctrico Nacional cuenta con planeación y cumple con las especificaciones y normativa vigente, logrando un suministro óptimo a los usuarios de energía eléctrica.	El objetivo de propósito de los tres programas se enfoca en atender la problemática relacionada con las ineficientes reglas para la operación del SEN, así como para el uso de energías limpias y gas natural.
		2. P008 “Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía”	Los sectores económicos de uso final de energía del país, cuentan con Normas Oficiales Mexicanas de eficiencia energética, programas de ahorro de energía, sistemas de gestión de la energía y estrategias de promoción para el aprovechamiento sustentable de la energía.	
		3. E016 “Investigación, desarrollo tecnológico y prestación de servicios en materia nuclear y eléctrica”	Los sectores usuarios de energía nuclear y eléctrica se benefician de las investigaciones de vanguardia realizadas por el Gobierno Federal y el sector privado para avanzar hacia un futuro de energías limpias.	
		4. P001 “Conducción de la política energética”	Contar con documentos e instrumentos de planeación que permitan analizar y prever las condiciones de la oferta y demanda de energía en el país y hacerlos del conocimiento público.	El objetivo de propósito se relaciona con la atención de la problemática de las inefectivas reglas para la inversión y la participación privada.
Regulación/ Supervisión	CRE	5. G001 “Regulación y Permisos de Electricidad”	El sector electricidad cuenta con regulación que promueve infraestructura suficiente a lo largo de su cadena de valor.	El objetivo propósito se relaciona con la atención del ineficiente proceso de otorgamiento de permisos de acceso a la red de transmisión.
	CENACE	6. E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional”	El Sistema Eléctrico Nacional tiene una operación y planeación óptima en un ambiente de libre competencia.	El objetivo de propósito atiende la problemática relacionada con la ausencia de un mercado eléctrico competitivo.
		7. K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad” 2/	n.a.	n.a
Operación	CFE	8. E570 “Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y de comercialización de energía eléctrica”	Los usuarios del servicio de energía que proporciona la Comisión Federal de Electricidad reciben un servicio eléctrico de calidad que les permita obtener un servicio continuo y que no son afectados por fallas en líneas, atribuibles a distribución.	El objetivo de propósito se orienta a la atención de la problemática relacionada con las líneas de transmisión y distribución, así como las fallas técnicas y no técnicas.
		9. K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”	Infraestructura de generación, transmisión y distribución rehabilitada.	
		10. K014 “Otros proyectos de infraestructura social”	Los nuevos usuarios del Sistema Eléctrico reciben el servicio de energía eléctrica.	El objetivo de propósito se relaciona con la atención de la deficiencia de la infraestructura para atender la demanda.
		11. K029 “Programas de adquisiciones”	Los usuarios del sector doméstico, comercial, industrial, agrícola y de servicios cuentan con el servicio de energía eléctrica.	
		12. P553 “Planeación del Sistema Eléctrico de la infraestructura de la CFE” 3/	Los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad tienen asegurado el abasto de energía eléctrica para los próximos quince años.	
		13. P552 “Coordinación de las funciones y recursos para la infraestructura eléctrica”	Los usuarios del sistema eléctrico nacional cuentan con el servicio público de energía eléctrica.	
		14. K027 “Mantenimiento de infraestructura”	Los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad reciben el suministro de energía eléctrica dentro de estándares internacionales.	

Continúa ...

Componente	UR	Programa presupuestario	Objetivo Propósito	Comentarios
Operación	CFE	15. E561 “Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica”	Los usuarios de Comisión Federal de Electricidad reciben un servicio eléctrico cuya calidad no es afectada por interrupciones atribuibles a generación.	Los objetivos de propósito son afines con el objetivo de incrementar la capacidad de generación, así como de reducir las fallas técnicas.
		16. E563 “Suministro de energéticos a las centrales generadoras de electricidad”	Los usuarios de Comisión Federal de Electricidad reciben un servicio eléctrico influido favorablemente por el desempeño del programa garantizando que no existe un tiempo de interrupción del servicio de energía eléctrica por falta de energético en una central generadora.	
		17. K028 “Estudios de preinversión”	Realizar los estudios de evaluación de potencial del recurso para proponer nuevas centrales utilizando fuentes de energía limpia y renovable.	Los objetivos de propósito se alinean al objetivo de incrementar la capacidad de generación con el uso de energías renovables a gran escala.
		18. E562 “Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde”	Los consumidores de energía eléctrica entregada por la Comisión Federal de Electricidad, reciben un servicio eléctrico de calidad, debido a la utilización de combustible nuclear, como opción de energía limpia.	
		19. F571 “Promoción de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica”	Los ciudadanos y los trabajadores de la Comisión Federal de Electricidad desarrollan una cultura del ahorro y eficiencia energética.	El objetivo de propósito a fin para atender la problemática del alto impacto ambiental.
		20. K044 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas)”	Contribuir a optimizar la operación y expansión de infraestructura eléctrica nacional mediante los recursos adecuados.	Los objetivos de propósito se relacionan con la atención de la insuficiente e inadecuada infraestructura eléctrica para satisfacer las necesidades del país.
		21. E555 “Operación Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos” ^{1/}	Contribuir a la calidad y costos del servicio público de energía eléctrica de calidad mediante el aprovechamiento de la infraestructura y servicios.	
		22. E567 “Operación y mantenimiento a líneas de transmisión, subestaciones de transformación y red fibra óptica”	Los usuarios de la Comisión Federal de Electricidad reciben un servicio eléctrico de calidad que les permita obtener un servicio continuo y que no son afectados por fallas en líneas, atribuibles a Transmisión.	
		23. R584 “Adquisición de energía eléctrica a los Productores Externos” ^{2/}	n.a.	n.a.
		24. R585 “Planeación y dirección de los procesos productivos” ^{2/}	n.a.	n.a.
		25. E578 “Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica”	Las comunidades aledañas a las obras de infraestructura eléctrica cuentan con proyectos de infraestructura social y ambiental.	El objetivo de propósito se alinea con la problemática de la insuficiente electrificación en algunas zonas rurales y marginales del país.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PEF 2017 y la Cuenta Pública 2017, Información Remitida por la Dependencia.

NOTA: Los Programas Presupuestarios R584 “Adquisición de energía eléctrica a los Productores Externos”, R585 “Planeación y dirección de los procesos productivos”, así como K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad” son programas exentos de elaboración de MIR, por lo que no cuenta con la información solicitada.

^{1/} Se consideró la MIR de 2015, derivado del proceso de transformación, para 2017 no se elaboró MIR.

^{2/} Son programas exentos de elaboración de MIR, por lo que no cuentan con la información.

n.a. No aplicable.

Para conducir la política energética, en materia de electricidad, se identificaron cuatro programas presupuestarios, a cargo de la SENER, cuyos objetivos de propósito buscan atender la problemática relacionada con las insuficientes reglas para la inversión y el uso de energías limpias, así como para la operación del SEN. Para la regulación-supervisión del sector, se cuenta con tres programas: uno, a cargo de la CRE, para atender las deficiencias en el proceso regulatorio de otorgamiento de permisos, y dos que son responsabilidad del CENACE, para atender la falta de competencia en la operación del SEN; en este rubro no se identificaron programas específicos cuyo propósito sea agilizar el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias (CEL), ni para supervisar el cumplimiento de las obligaciones correspondientes, en detrimento de la efectividad de la regulación del sector.

Para la operación de la política, se identificaron 18 programas, a cargo de la CFE, cuyos objetivos a nivel propósito, buscan atender la problemática relacionada con las ineficiencias en la infraestructura, la capacidad de generación, los elevados costos y pérdidas a lo largo de la cadena productiva, el insuficiente uso de energías renovables, así como la insuficiente electrificación en zonas vulnerables; de la misma forma, se menciona el propósito de que la energía que llegue a los usuarios, sea de calidad. Los objetivos de los programas presupuestarios relacionados con este componente no muestran una relación con la mejora financiera de la empresa; no obstante, la propia empresa tiene objetivos concretos de disminuir su endeudamiento, su apalancamiento, incrementar su rentabilidad, generar valor económico, entre otros, los cuales se abordan en el apartado de implementación y se retoman los resultados para la valoración de las posibilidades de la CFE de ser rentable y generar valor económico.

Una vez identificada la alineación de los programas presupuestarios con los objetivos de la planeación nacional y sectorial, así como con los propósitos de la reforma energética, la estructura programática, en el contexto del Sistema de Evaluación del Desempeño (SED), ^{46/} permite monitorear los avances en el logro de objetivos y metas de los indicadores de desempeño definidos en la MIR correspondiente. A fin de verificar si las entidades sujetas de evaluación cuentan con un mecanismo para medir el grado de cumplimiento de los objetivos de los programas, se revisaron

^{46/} El Sistema de Evaluación de Desempeño (SED) es un instrumento que permite realizar de manera objetiva una valoración de los programas presupuestarios; así como identificar si sus objetivos se vinculan con diversos programas nacionales, como el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Con base en lo establecido en la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH), todas las entidades de la Administración Pública Federal deberán contar con un SED que sirva para verificar el grado de cumplimiento de las metas y objetivos de sus programas.

aquellos que contaron con una MIR, como se muestra en el Anexo I, y se identificó que, de 2013 a 2017, del total de programas: dos (R584 y R585) no la elaboraron, ya que están exentos de hacerlo, y dos más (E555 y P553) no la habían definido en 2016 y 2017, debido al proceso de transformación de la reforma.

Respecto de los que sí contaron con la MIR, se observó que los indicadores de los programas en materia de conducción, a cargo de la SENER, se circunscriben a la medición de los documentos publicados en materia energética, la verificación a las instalaciones eléctricas y la aplicación de energías renovables y tecnologías limpias en la generación de electricidad, pero no se definen los criterios para medir el impacto ambiental del uso de esas tecnologías. Los indicadores de los programas relacionados con regulación-supervisión, a cargo de la CRE y el CENACE, se dirigen al SEN y al Mercado Eléctrico Mayorista; sin embargo, se enfocan en la operación de los mismos, por lo que son poco relevantes para medir la regulación del sector, en términos de la imposición de obligaciones de interconexión y ambientales y, por tanto, no miden el avance en la supervisión de su cumplimiento.

En cuanto a la operación, los programas miden, principalmente, la cobertura y la calidad con que los usuarios reciben la electricidad, la rehabilitación de las centrales eléctricas, la generación y el aumento en la infraestructura, así como la reducción de las pérdidas en los procesos productivos del sector. No obstante, no se definen indicadores para monitorear las variaciones de los costos de generar, distribuir, transportar y suministrar energía, así como para observar los avances en la electrificación de las zonas vulnerables del país y en la disminución del déficit financiero y el patrimonio de la empresa.

e) Presupuesto ejercido

Durante el periodo 2013-2017, se ejercieron 1,885,513.4 millones de pesos para atender los objetivos y estrategias programadas en materia de electricidad; en 2016 fue cuando se ejercieron más recursos, al gastar 464,784.4 millones de pesos, monto superior en 38.5% respecto del año previo; no obstante, para 2017 se registró una disminución del 29.5%, ambos comportamientos se deben, principalmente, a un incremento atípico que se registró en el presupuesto de la SENER, como se explicará más adelante. Durante todo el periodo se observó una tasa negativa, del 4.8% en promedio anual, toda vez que pasó de 399,201.4 millones de pesos en 2013, a 327,759.1 millones de pesos en 2017, como se observa en el cuadro siguiente:

GASTO EJERCIDO EN LA IMPLEMENTACIÓN DE LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD,
 RESPECTO DEL EROGADO POR EL GOBIERNO FEDERAL, 2013-2017
 (Millones de pesos de 2017 y porcentaje)

Año	Gasto ejercido total del Gobierno Federal (1)	Gasto ejercido en la Reforma Energética: Electricidad (2)	Participación respecto al gasto de Gobierno Federal (3)=(2/1)*100
2013	5,042,966.1	399,201.4	7.9
2014	5,246,487.8	358,081.7	6.8
2015	5,498,814.2	335,686.8	6.1
2016	5,709,191.2	464,784.4	8.1
2017	5,255,867.6	327,759.1	6.2
Total	26,753,326.9	1,885,513.4	7.0
TMCA (%)	1.0	(4.8)	n.a.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta Pública de la SHCP y el Banco de Información Económica de INEGI.
 n.a. no aplicable.

Los 1,885,513.4 millones de pesos ejercidos por los responsables de implementar la política en materia de electricidad, durante el periodo de análisis, representaron el 7.0% del total de recursos públicos erogados por el Gobierno Federal (26,753,326.9 millones de pesos) y el 2.4% del Producto Interno Bruto (77,558,841.5 millones de pesos) generado en ese mismo lapso. Lo anterior refleja la importancia que se le ha dado a este rubro en la asignación de recursos públicos, superior incluso a la de los Estados Unidos de América, quien es el principal socio comercial de nuestro país, ya que en 2017 asignó el 0.3% ^{47/} de su presupuesto a todo el sector de energía, mientras que en México esa participación fue del 6.2% considerando únicamente el sector eléctrico.

De los 1,885,513.4 millones de pesos gastados en la política en materia eléctrica, el 0.3% (6,344.4 millones de pesos) se destinó al componente de regulación-supervisión, a cargo de la CRE y el CENACE; el 9.4% (176,561.1 millones de pesos), a la conducción, a cargo de la SENER, y el 90.3% (1,702,607.9 millones de pesos) fue para la operación, función de la CFE, como se muestra en el gráfico siguiente:

^{47/} El gasto total es de 4.9 trillones de dólares, equivalentes a 92,706,530,000.00 millones de pesos, de los cuales destinó 14.3 billones de dólares equivalentes a 270,551,710.0 millones de pesos a la Función de Energía. La estimación se realizó el promedio del tipo de cambio FIX del año 2017, 18.9197 pesos por dólar.

USA spending. Gov, disponible en https://www.usaspending.gov/#/explorer/-budget_function, consultado el 12 junio de 2018.

Banco de México, Mercado Cambiario (Tipos de cambio), disponible en <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario>, consultado el 12 de junio de 2018.

PROPORCIÓN DEL GASTO EJERCIDO POR COMPONENTE PARA LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD, 2013-2017.
(Millones de pesos y porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal del periodo 2013-2017, Secretaría de Hacienda Crédito Público.

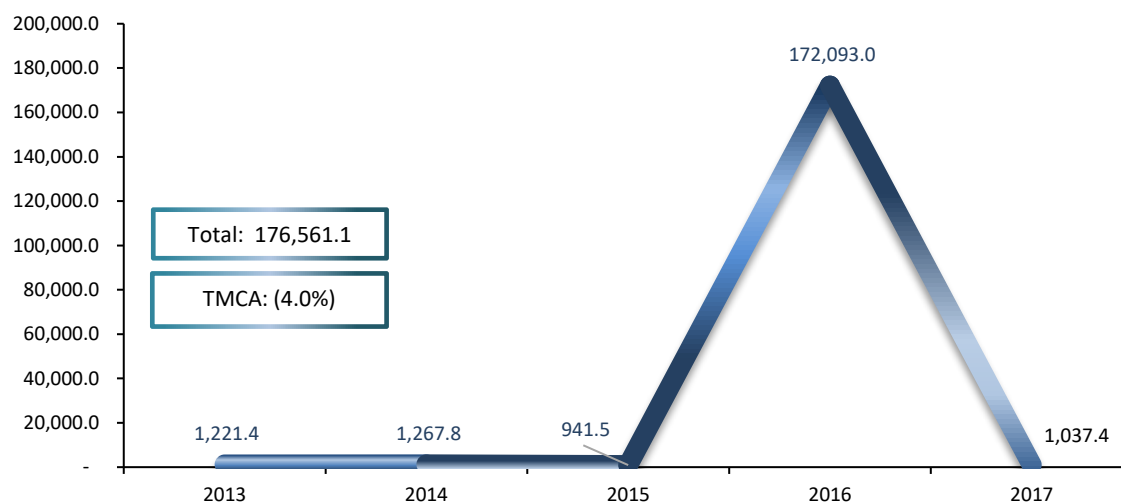
Resulta lógico que la mayor proporción del gasto público en la materia (90.3%) se haya asignado a la parte operativa, toda vez que de este componente depende la eficiencia para el funcionamiento del sector, de modo los recursos se deben destinar a la optimización de la generación, transmisión, distribución y suministro de la energía eléctrica; expandir la infraestructura; disminuir costos y pérdidas; incrementar la cobertura de electrificación, y hacer uso de energías renovables a gran escala, actividades que merecen la mayor relevancia en la asignación presupuestal.

Le sigue en participación presupuestal el componente de conducción (9.4%), mientras que para el de regulación-supervisión se asignó el 0.3%; esto se considera un factor importante de atención, debido a que no se cuenta con programas específicos destinados a la supervisión, lo que impide examinar el cumplimiento de las obligaciones que han sido impuestas legítimamente, y pone en riesgo la eficacia de la regulación en la materia.

En la gráfica siguiente se muestra la evolución del presupuesto ejercido por la SENER, durante el periodo 2013-2017, para cumplir con sus funciones de conducción de la política.



PRESUPUESTO EJERCIDO PARA EL COMPONENTE DE CONDUCCIÓN DE LA REFORMA
 ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD, 2013-2017.
 (Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal del periodo 2013-2017, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, relacionada con los programas presupuestarios P001, P002, P008 y E016.

Nota: El programa E016 “Investigación y desarrollo tecnológico y de capital humano en energía nuclear y eléctrica”, adquirió ese nombre a partir de 2016, derivado de la fusión de los programas. E005 “Investigación y desarrollo tecnológico y de capital humano en energía eléctrica” y E003 “Investigación y desarrollo tecnológico y de capital humano en energía nuclear”. Asimismo, sólo se consideró el presupuesto asignado de la unidad responsable Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias. El programa P008 “Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía” se implementó a partir de 2016, como resultado de la fusión de los programas E009 “Gestión e implementación en aprovechamiento sustentable de la energía”, F012 “Promoción en materia de aprovechamiento sustentable de la energía”, G007 “Supervisar el aprovechamiento sustentable de la energía” y P008 “Seguimiento y evaluación de políticas públicas en aprovechamiento sustentable de la energía”; el programa P002 “Coordinación de la política energética en electricidad” tiene como antecedente, antes de 2016, el P002 “Coordinación de la implementación de la política energética y de las entidades del sector electricidad”.

En el periodo 2013-2017, el presupuesto ejercido para el componente de conducción, a cargo de la SENER, pasó de 1,221.4 a 1,037.4 millones de pesos, con una tasa negativa del 4.0%, en promedio anual; sin embargo, entre 2013 y 2016 el presupuesto creció 140.9 veces, y llegó a 172,093.0 millones de pesos en ese último año, que fue cuando hubo una mayor asignación de recursos. En total, se gastaron 176,561.1 millones de pesos; no obstante, es importante señalar que el presupuesto considerado para dos de los programas de la SENER incluye el gasto total del sector de energía, toda vez que la estructura programática no permite la identificación de la proporción que se gastó en materia de electricidad.

En el análisis del ejercicio del presupuesto ^{48/} se identificó que, en 2013, los recursos asignados a la conducción, se utilizaron para financiar la Campaña Reforma Energética Segunda Etapa, ^{49/}

^{48/} SHCP, Análisis del ejercicio de presupuestos de egresos, disponible en: <http://cuentapublica.hacienda.-gob.mx>, consultado el 14 de mayo de 2018.

^{49/} Se ejercieron 495.1 millones de pesos del programa P001 “Conducción de la Política Energética”.

determinar la modalidad de proyectos de generación, verificar que las instalaciones eléctricas cumplan con la normativa oficial, la aprobación de cinco solicitudes de licitación para obras de generación y transmisión, inspeccionar instalaciones y obras de generación y transmisión, ^{50/} aportaciones patrimoniales a la CFE ^{51/} y para el pago de combustible a PEMEX. ^{52/} Los recursos ejercidos entre 2014 y 2015 se destinaron para continuar con las actividades de 2013, más la emisión de leyes secundarias en materia de energía, la creación del CENACE y el desarrollo del Mercado Eléctrico Mayorista, para su puesta en marcha en 2016.^{53/}

Respecto de los 176,561.1 millones ejercidos en materia de conducción, en el periodo 2013-2017, se identificó que 171,004.7 millones de pesos, que correspondieron al 99.4% de los 172,093.0 millones de pesos del presupuesto de 2016, se destinaron al programa P002 "Coordinación de la política energética en electricidad", cuyo objetivo de propósito se relaciona con la planeación del SEN para lograr el suministro óptimo a los usuarios de energía eléctrica; no obstante, en el análisis del ejercicio del Presupuesto de Egresos, se identificó que esos recursos se ocuparon para "realizar aportación patrimonial a la Comisión Federal de Electricidad correspondiente a la asunción por parte del Gobierno Federal de obligaciones de pago de pensiones y jubilaciones de la CFE. ^{54/}

Al ser un programa de planeación, seguimiento y evaluación de políticas públicas, y con base en la clasificación programática, las actividades del programa P002 deberían estar dirigidas al "desarrollo de programas y formulación, diseño, ejecución y evaluación de las políticas públicas y sus estrategias, así como para diseñar la implantación y operación de los programas y dar seguimiento a su cumplimiento". Asimismo, en la Cuenta Pública correspondiente, los 171,004.7 millones de pesos se registraron como gastos de inversión, cuando usualmente este tipo de programas se destinan a gasto corriente, lo cual indica un error en el diseño y aplicación del programa presupuestario.

^{50/} Se registró un ejercicio de 125.5 millones de pesos, del programa P002 "Coordinación de la Implementación de la Política Energética y de las Entidades del Sector Electricidad".

^{51/} Se ejercieron 27,725.7 millones de pesos del programa E204 "Generación de Energía Eléctrica".

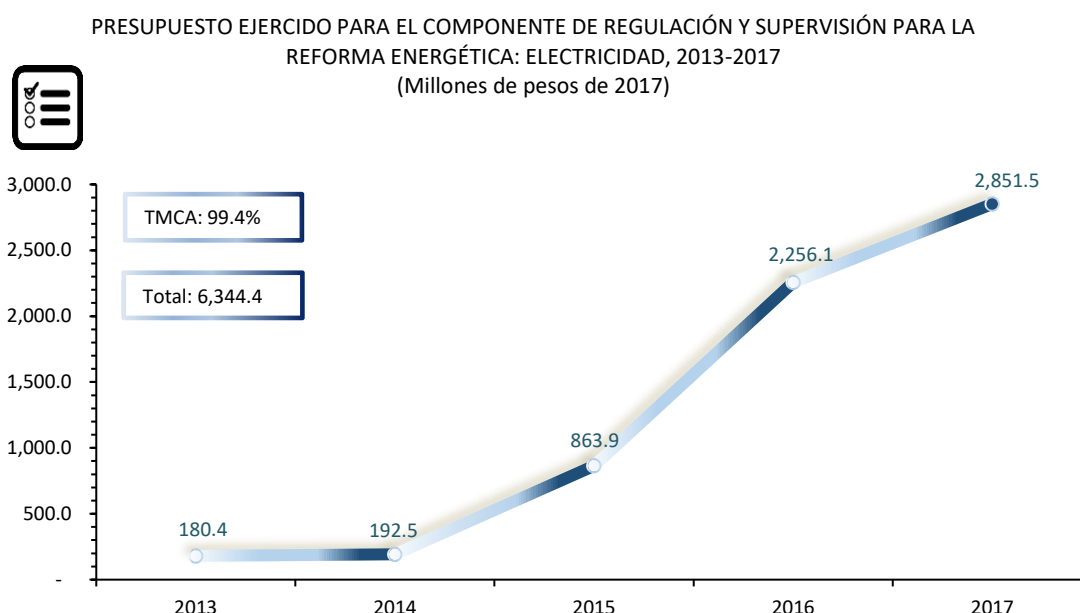
^{52/} Se ejercieron 9,258.5 millones de pesos del programa E561 "Operación y Mantenimiento de las Centrales Generadoras de Energía eléctrica".

^{53/} En 2014 se ejercieron 32,629.4 millones de pesos del programa E204 "Generación de Energía Eléctrica"; 3,573.9 millones de pesos del E568 "Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional", 459.5 millones del P001 "Conducción de la política Energética" y 113.1 millones de pesos del P002 "Coordinación de la Implementación de la política Energética y de las Entidades del Sector Electricidad". En 2015 a CFE se le otorgaron 49,825.5 millones de pesos del mismo E024, ese fue el último año de ejecución de ese programa; además, recibió una ampliación líquida de 355.1 millones de pesos, destinados al pago de combustibles a PEMEX.

^{54/} Cuenta Pública 2016, Análisis del ejercicio del Presupuesto de Egresos, Energía.

De los 1,037.4 millones de pesos ejercidos en 2017, se asignaron recursos para realizar la Tercera Subasta de Largo Plazo y a la conclusión de las Primeras Reglas del Mercado Eléctrico Mayorista, la instrumentación de programas, proyectos y acciones, con el objetivo de promover el uso eficiente de energía renovable en el ámbito doméstico, industrial, agrícola y de transporte, y se realizaron investigaciones respecto de tecnologías que permitan cubrir la demanda eléctrica del país.^{55/}

Respecto de los recursos destinados al componente de regulación-supervisión a cargo de la CRE y el CENACE, durante el periodo 2013-2017, se registró una tasa media de crecimiento anual del 99.4%, al pasar de 180.4 a 2,851.5 millones de pesos, en el periodo completo se erogaron 6,344.4 millones de pesos, como se muestra en la siguiente gráfica.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal del periodo 2013-2017 Secretaría de Hacienda Crédito Público. Considera los programas presupuestarios G001 “Regulación y Permisos de Electricidad”, a cargo de la CRE; E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional” y K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”, responsabilidad del CENACE.

Nota: En 2013 y 2014 el presupuesto ejercido por la CRE fue asignado por medio de la SENER, institución responsable de ella. El p.p. G001 “Regulación y permisos de electricidad” tiene como antecedente el p.p. G002 “Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de estos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo”, ejercido en 2013 y 2014, donde se incluía la regulación-supervisión del gas natural y el gas L.P; en 2015, cambió su clave a G001, conservando el mismo nombre y en 2016 adquirió el nombre actual.

En el análisis del ejercicio del presupuesto de egresos, se identificó que los 180.4 millones de pesos ejercidos por la CRE en 2013 se utilizaron para asegurar el suministro confiable de calidad y a precios

^{55/} En 2017 se ejercieron 104.4 millones de pesos del programa P002 “Coordinación de la política energética en electricidad”; 94.7 millones de pesos del P008 “Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía”, y 332.9 millones del E016 “Investigación, desarrollo tecnológico y prestación de servicios en materia nuclear y eléctrica”.

competitivos de los suministros energéticos, así como mejorar las condiciones en el abasto y promover la competencia, incentivando la inversión en la generación eléctrica. ^{56/} De los 192.5 millones de pesos erogados en 2014, 176.8 millones se asignaron a la CRE para continuar con el objetivo del año anterior, mientras que 15.7 millones de pesos fueron administrados por el CENACE, para atender el pago del personal a fin de que contara con la capacidad administrativa para realizar sus actividades. ^{57/} Los recursos ejercidos en 2015 y 2016 se destinaron al control operativo del SEN, la operación del MEM y a garantizar el acceso a las redes de transmisión y generación, así como para crear propuestas para su ampliación y modernización. ^{58/}

En 2017, se continuó con la implementación de los objetivos del año previo, agregando a estos la regulación de las tarifas y de los modelos de interconexión; el otorgamiento de permisos de generación, Certificados de Energía Limpia (CEL) y demás instrumentos; la determinación de metodologías para contraprestaciones a generadores exentos; el establecimiento de lineamientos para la separación contable, operativa y funcional; la emisión de las reglas para las transacciones entre generadores y comercializadores, y la autorización de importaciones. ^{59/}

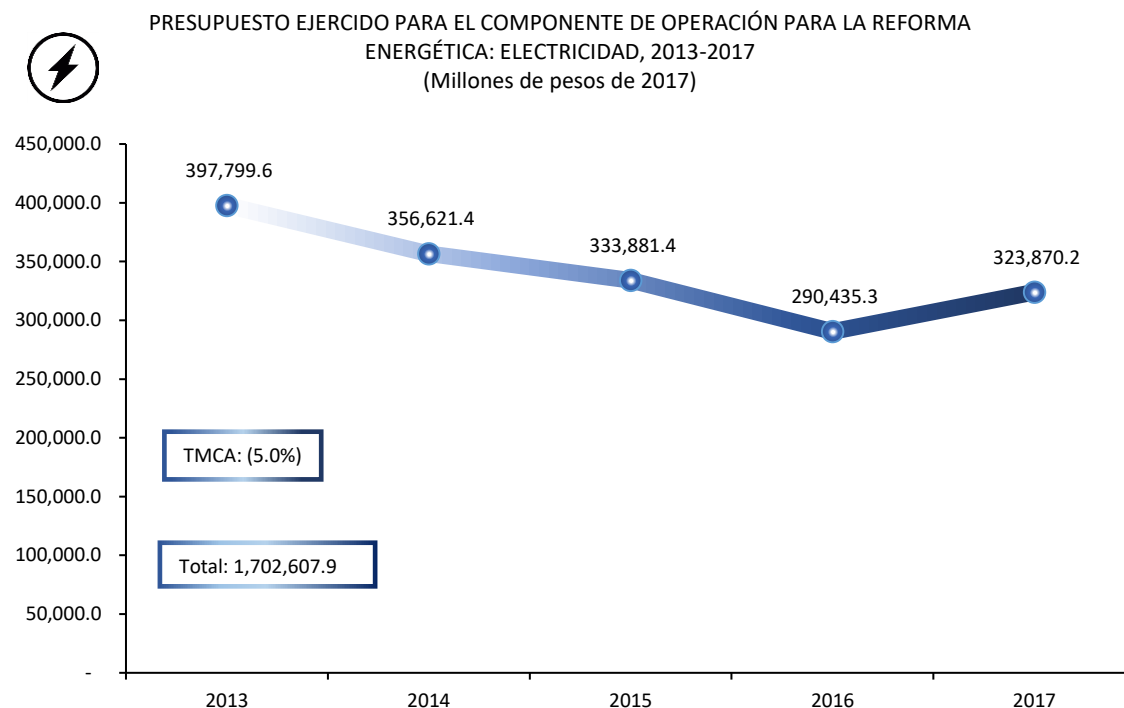
Durante el periodo 2013-2017, los recursos asignados a la CFE para implementar los objetivos en términos de operación de la política presentaron una reducción del 5.0% en promedio anual, al pasar de 397,799.6 a 323,870.2 millones de pesos. El presupuesto total para este rubro fue de 1,702,607.9 millones de pesos, como se muestra a continuación:

^{56/} Los 180.4 millones de pesos, fueron ejercidos por la CRE y corresponden al presupuesto del programa G002 "Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de estos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo".

^{57/} Corresponden al programa G002 "Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de estos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo" y E568 "Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional".

^{58/} Corresponden al programa G001 "Regulación y supervisión del otorgamiento de permisos y la administración de estos, en materia de electricidad, gas natural y gas licuado de petróleo, E568 "Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional" y K001 "Proyectos de infraestructura económica de electricidad".

^{59/} Se consideran los mismos programas que el año previo.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal del periodo 2013-2017, relacionada con los programas presupuestarios: E555 “Operación Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos”, E567 “Operación y mantenimiento a líneas de transmisión, subestaciones de transformación y red fibra óptica”, E570 “Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y de comercialización de energía eléctrica”, F571 “Promoción de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica”, K014 “Otros proyectos de infraestructura social”, K029 “Programas de adquisiciones”, P553 “Planeación del Sistema Eléctrico de la infraestructura de la CFE”, E561 “Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica”, E562 “Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde”, E563 “Suministro de energéticos a las centrales generadoras de electricidad”, K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”, K027 “Mantenimiento de infraestructura”, K028 “Estudios de preinversión”, K044 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas)”, R584 “Adquisición de energía eléctrica a los Productores Externos”, R585 “Planeación y dirección de los procesos productivos”, E578 “Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica”, P552 “Coordinación de las funciones y recursos para la infraestructura eléctrica”.

Notas: De 2013 a 2015, se ejercieron, adicionalmente, los programas E204 “Generación de Energía Eléctrica” y E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional” mismos que en la estructura programática, de esos años, estaban asignados a la SENER, pero su operación se encontraba a cargo de la CFE, como unidad responsable; no obstante, esos programas ya no se encontraron en la programación del ejercicio 2016 y posteriores.

En el mismo periodo, los siguientes programas presupuestarios, operaban bajo diferentes nombres: E555 “Operación comercial de la Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos en control de calidad, sistemas informáticos y de telecomunicaciones”, E562 “Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde para la generación de energía eléctrica”, E567 “Operar y mantener las líneas de transmisión y subestaciones de transformación que integran el Sistema Eléctrico Nacional”, P552 “Planeación, dirección, coordinación, supervisión y seguimiento a las funciones y recursos asignados para cumplir con la construcción de la infraestructura eléctrica, así como operar y mantener la Red Nacional de Fibra Óptica, y proporcionar servicios de telecomunicaciones” y P553 “Planeación del Sistema Eléctrico Nacional”.

De acuerdo con el análisis del presupuesto de egresos, los recursos ejercidos por la CFE en el periodo analizado se destinaron, principalmente, al pago de combustible a PEMEX, la adquisición de gas de importación, la contratación de plazas adicionales para la operación del servicio eléctrico, la compra de combustible nuclear, refacciones y otros materiales, el financiamiento de los

PIDIREGAS, ^{60/} la ampliación de proyectos de electrificación, entre otros. Resalta que en 2016 se destinó una importante porción del presupuesto al pago de pensiones y jubilaciones de la empresa, aportación en la que también participó la SENER, como se abordó anteriormente; no obstante, ese año hubo una reducción del gasto de la CFE del 13.0%, respecto del año previo, ya que, además, se eliminaron dos programas relacionados con la generación de electricidad. En la justificación del gasto no se exponen actividades relacionadas con la modernización y actualización de la infraestructura, ni del uso de fuentes renovables que permitan reducir el impacto ambiental del sector.

El pago a los PIDIREGAS se realizó mediante la ejecución de siete programas “K”, con los que se financiaron proyectos de inversión de mediano y largo plazo. Al cierre de 2017, se registraron 173 proyectos de inversión asociados a los programas: K044 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas)”, K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”, K027 “Mantenimiento de infraestructura”, K029 “Programas de adquisiciones”, K028 “Estudios de preinversión”, K014 “Otros proyectos de infraestructura social”, y K025 “Proyectos de inmuebles (oficinas administrativas)”, como se muestra en el cuadro siguiente:

PROYECTOS DE INVERSIÓN ASOCIADOS A LOS PROGRAMAS “K” DE LA CFE, 2017

Programa presupuestario	Proyectos	Criterios de la SHCP
K044 Proyectos de infraestructura económica de electricidad (PIDIREGAS)	87	74 Rentabilidad Socioeconómica
		5 Desarrollo Regional
		8 Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K001 Proyectos de infraestructura económica de electricidad	48	39 Rentabilidad Socioeconómica
		9 Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K027 Mantenimiento de infraestructura	17	14 Rentabilidad Socioeconómica
		2 Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
		1 Otros
K029 Programas de adquisiciones	14	11 Rentabilidad Socioeconómica
		3 Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K028 Estudios de preinversión	4	3 Rentabilidad Socioeconómica
		1 Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión
K014 Otros proyectos de infraestructura social	2	2 Rentabilidad Socioeconómica
K025 Proyectos de inmuebles (oficinas administrativas)	1	1 Rentabilidad Socioeconómica
Total	173	

FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en información relacionada con los proyectos de inversión, proporcionada por la CFE, 2017.

^{60/} PIDIRIGAS es el acrónimo de “Proyecto de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público” el cual es la denominación genérica con la cual se hace referencia a los proyectos de obra pública financiada por el sector privado o social y construidos por un privado o un tercero. Fuente: Glosario de términos de la SHCP.

De acuerdo con los Lineamientos para la determinación de los requerimientos de información que deberá contener el mecanismo de planeación de programas y proyectos de inversión,^{61/} donde se incluya la asignación del presupuesto, las entidades responsables deberán establecer las prioridades entre sus propuestas por orden de ejecución, con base en criterios de: 1. Rentabilidad socioeconómica; 2. Reducción de pobreza extrema; 3. Desarrollo regional, 4. Concurrencia con otros programas y proyectos de inversión, y 5. Otros. En la tabla anterior se muestran los criterios considerados por la CFE para la aprobación de los 173 proyectos de inversión, en su mayoría corresponden al de rentabilidad socioeconómica para la construcción de centrales eléctricas, principalmente de ciclo combinado, de subestaciones de distribución, líneas de transmisión, entre otras.

Los 173 proyectos de inversión relacionados con los programas “K” de la CFE son de mediano y largo plazo; mayoritariamente fueron aprobados entre 2014 y 2018, aunque algunos existen desde 2005, y el final de su ejecución está programado entre 2019 y 2023. El total de recursos asignados para inversión ascendió a 640,413.0 millones de pesos y, hasta 2017, se habían ejecutado 231,895.3 millones de pesos, como se muestra en el cuadro siguiente:

MONTOS DE INVERSIÓN Y EJERCIDOS EN LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN ASOCIADOS A LOS PROGRAMAS “K”, A CARGO DE LA CFE

Programa presupuestario	Número de proyectos	Periodo de inversión	Montos (Millones de pesos)		
			Inversión total	Ejercido hasta 2017	Por liquidar
K044 Proyectos de infraestructura económica de electricidad (PIDIREGAS)	87	2005-2023	515,288.2	163,069.3	352,218.9
K001 Proyectos de infraestructura económica de electricidad	48	2010-2023	57,943.3	27,724.6	30,218.7
K027 Mantenimiento de infraestructura	17	2014-2019	52,181.8	32,706.2	19,475.6
K029 Programas de adquisiciones	14	2011-2019	10,692.3	6,173.7	4,518.6
K028 Estudios de preinversión	4	2016-2019	1,472.7	489.4	983.3
K014 Otros proyectos de infraestructura social	2	2014-2019	2,783.1	1,732.0	1,051.1
K025 Proyectos de inmuebles (oficinas administrativas)	1	2018-2018	51.7	0.0	51.7
TOTAL	173		640,413.0	231,895.3	408,517.8

FUENTE: Elaborado por la ASF; con base en información relacionada con los proyectos de inversión, proporcionada por la CFE, 2017.

La asignación de recursos para los programas presupuestarios de la modalidad “K”, a cargo de la CFE, corresponden a compromisos de mediano y largo plazo, orientados a garantizar la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica.

^{61/} Diario Oficial de la Federación, publicado el 16 de enero de 2015.

En conclusión, en el diseño programático-presupuestal se definen los objetivos para establecer la ruta crítica para llevar a cabo la implementación de la reforma energética en materia de electricidad, toda vez que, en la programación nacional y sectorial de mediano plazo se consideraron objetivos, estrategias y líneas de acción que se relacionan con cada uno de los componentes de la política, lo que permitió identificar el objetivo central de la intervención en términos del diseño del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre concurrencia y competencia, promoviendo el incremento en la inversión, la reducción de las tarifas del servicio eléctrico, la disminución del impacto ambiental y alcanzar la cobertura universal; asimismo, se señalaron los medios, en términos de conducción, regulación-supervisión y operación.

Respecto de los fines superiores, también se establecen propósitos en cuanto a incrementar la capacidad de generación para atender la demanda del sector, además de incrementar su contribución al desarrollo económico nacional. Se distingue también la finalidad de incrementar la generación de empleos, aunque no son claros los medios para lograrlo.

La programación presupuestal se relaciona con los medios establecidos para la atención del problema, mediante la ejecución de 25 programas presupuestarios a cargo de la SENER, la CRE, el CENACE y la CFE que, en su mayoría, cubrirán el componente de operación de la política, dado que en ese rubro se incluye todo el proceso productivo en materia eléctrica. En el caso de la SHCP, la SEMARNAT y la PROFEPA, no se identificaron programas específicos en materia de electricidad, por lo que no formaron parte de este análisis.

Respecto de los recursos, durante el periodo 2013-2017, se presentó una tasa negativa del 4.8%, en promedio anual, al pasar de 399,201.4 a 327,759.1 millones de pesos, lo cual es consistente con el objetivo de la reforma de permitir la liberación de recursos públicos y la entrada de inversión privada para la operación del sector; en total, se ejercieron 1,885,513.4 millones de pesos, de los cuales, el 90.3% (1,702,607.9 millones de pesos) correspondieron al componente de operación, el 9.4% (176,561.1 millones de pesos) para conducción y el 0.3% (6,344.4 millones de pesos) para la regulación-supervisión. Del periodo analizado, 2016 fue el año en que se ejercieron mayores recursos debido, principalmente, al incremento del presupuesto ejercido por la SENER que se destinó al apoyo financiero a la CFE.

1.2.2. Diseño normativo-institucional

Las disposiciones normativas que rigen la política pública energética en materia de electricidad a partir de la reforma estructural aprobada en 2013 de acuerdo con el problema público, las causas y sus efectos, son las siguientes: a) Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; b) Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; c) Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía; d) Ley de la Industria Eléctrica (LIE); e) Ley de Energía Geotérmica (LEG); f) Ley de los Órganos Reguladores Coordinados (LORC); g) Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE); h) Ley General de Cambio Climático (LGCC); i) Ley de Transición Energética (LTE); j) Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF); k) Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA); l) el Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (RISEMARNAT), y m) Políticas y Estrategias para la electrificación de Comunidades Rurales y Zonas urbanas marginadas, las cuales se analizan a continuación:

- a) Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

En este documento se basó la propuesta de reforma en el sector energético en el que se establecieron seis ejes estratégicos, de los cuales cinco se relacionan con electricidad, y se enlistan a continuación: 1) crecimiento económico; 2) desarrollo incluyente; 3) seguridad energética; 4) transparencia, y 5) sustentabilidad y protección al medio ambiente.

Con base en lo anterior, el Ejecutivo Federal señaló que la nación debe aprovechar sus recursos energéticos a fin de atraer la inversión y crear empleos por medio del abastecimiento suficiente de energía a precios competitivos, lo cual permitiría democratizar la productividad y la calidad de vida en todo el país. Asimismo, se señaló la importancia de garantizar a la población el acceso a la información resultante de la administración del patrimonio energético nacional y, por último, el fomento para la utilización de energías limpias en la producción para disminuir los efectos negativos en el medio ambiente.

En lo que se refiere a energía eléctrica, en la iniciativa se expuso un diagnóstico que muestra la situación en cuanto a la participación de la iniciativa privada en la industria eléctrica nacional, las

tarifas en el ámbito internacional y la cobertura de electrificación alcanzada por la CFE en los distintos tipos de localidades, como factores principales para implementar la reforma estructural, y se indicó la obligación de transitar hacia la disminución de emisión de gases de efecto invernadero por medio de la utilización de energías limpias para la generación de electricidad; así como la necesidad de ampliar y modernizar la red nacional de transmisión, de contar con un operador independiente a cargo del Sistema Eléctrico Nacional, y mejorar la situación financiera de la empresa.

Para dar atención a dichos factores, se propuso la modificación Constitucional y normativa que permita la apertura del mercado de generación de energía eléctrica a los particulares, debido a la insuficiencia de recursos públicos para tales fines, sin que el Gobierno Federal perdiera la rectoría sobre el Sistema Eléctrico Nacional ni la exclusividad para transmitir y distribuir este servicio indispensable para la productividad nacional y el bienestar social.

En suma, la iniciativa de reforma se propuso como objetivo principal, en materia de electricidad, incrementar la inversión, reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, avanzar en la cobertura de electrificación y que la CFE sea rentable y genere valor económico para el Estado, por medio de la reducción de los costos de producción y las pérdidas de energía en el proceso, la prevención de las pérdidas de patrimonio y descapitalización de la CFE, así como la diversificación de la matriz de generación para hacerla más limpia y flexible.

- b) Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.

El 20 de diciembre de 2013 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación los cambios y adiciones constitucionales para la implementación de la reforma en el sector energético del país. Los artículos 25, 27 y 28 constitucionales se modificaron para establecer que son áreas estratégicas y facultades exclusivas del Estado la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, así como el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica para las que no se otorgarán concesiones; sin embargo, puede firmar contratos con particulares para participar en las demás actividades de la industria eléctrica. ^{62/}

^{62/} En el transitorio Tercero, del decreto se estableció que: a) el organismo descentralizado denominado Comisión Federal de Electricidad se convierta en empresa productiva del Estado y se solicitó regular su organización, administración, funcionamiento, operación, control y rendición de cuentas; b) se solicitan realizar las modificaciones jurídicas en las atribuciones de las

c) Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía

Atendiendo las modificaciones constitucionales y la legislación secundaria en materia de energía, en las que se destaca la importancia de contar con una figura independiente que controle la operación de las redes de transporte y distribución de energía eléctrica y realice la planeación y el control operativo de la red de transmisión y las redes de distribución, así como el despacho de la energía y la administración del Mercado Eléctrico Mayorista, el 28 de agosto de 2014 se publicó el decreto de creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). ^{63/}

d) Ley de la Industria Eléctrica (LIE)

Esta ley se publicó el 11 de agosto de 2014, como resultado de la reforma, y se señala que surge de la necesidad de establecer el nuevo marco para regular la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica y las demás actividades de la industria eléctrica. Asimismo, que busca promover su desarrollo bajo principios de sustentabilidad y garantizar su operación continua, eficiente y segura, en beneficio de los usuarios, así como procurar el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal de energías limpias y de la reducción de emisiones contaminantes.

dependencias que intervienen en la política a fin de que la SENER establezca, conduzca y coordine la política energética. Específicamente en materia de electricidad, defina los términos de estricta separación legal que se requieren para fomentar el acceso abierto y la operación eficiente del sector eléctrico y vigilará su cumplimiento, y la Comisión Reguladora de Energía (CRE), regule el sector eléctrico y otorgue permisos para la generación, y fije las tarifas de porteo / para transmisión y distribución; c) se decreta la creación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) como organismo público descentralizado, encargado del control operativo del sistema eléctrico nacional; de operar el mercado eléctrico mayorista; del acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución; d) se realicen las adecuaciones al marco jurídico, para instaurar las bases en las que el Estado procurará la protección y cuidado del medio ambiente, específicamente en materia de electricidad, para que los participantes de la industria eléctrica atiendan las obligaciones de energías limpias y reducción de emisiones contaminantes, y e) emitir normativa para regular el reconocimiento, la exploración y la explotación de recursos geotérmicos para el aprovechamiento de la energía del subsuelo dentro de los límites del territorio nacional, con el fin de generar energía eléctrica o destinarla a usos diversos.

^{63/} En dicho ordenamiento, en los artículos PRIMERO, SEGUNDO y CUARTO, se define al CENACE como un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios. También, contiene los términos en los que basa su funcionamiento, organización, administración y sus atribuciones complementarias a las enunciadas en la Ley de la Industria Eléctrica, tales como: 1) exigir y, en su caso, ejecutar las garantías necesarias para asegurar el cumplimiento de las obligaciones de los participantes del mercado; 2) proponer a la CRE ajustes y modificaciones a las reglas del mercado; 3) instrumentar lo necesario para evitar el uso indebido y la transmisión de información privilegiada por parte del personal del CENACE a los participantes del mercado; 4) llevar a cabo la venta de servicios de capacitación y asesoría, así como de investigación relacionados con su objeto; 5) formar asociaciones o celebrar contratos con particulares para que presten servicios auxiliares a la operación del Mercado Eléctrico Mayorista; 6) informar a la CRE sobre la detección de prácticas monopólicas entre participantes del mercado para que éstas procedan; 7) proponer a la CRE los cobros que sean necesarios por la realización de estudios de características específicas de la infraestructura requerida y otros componentes del proceso de conexión de centros de carga e interconexión de centrales eléctricas, así como los demás servicios que se requieran para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional, y 8) fomentar y promover el desarrollo de acciones encaminadas a la capacitación de capital humano en las áreas de la industria eléctrica, a fin de mejorar y fortalecer su eficiencia y competitividad.

El ordenamiento establece las condiciones para las nuevas reglas de la industria, las cuales se señalan a continuación: 1) define que el suministro eléctrico es un servicio de interés público, por lo que la generación y comercialización de energía eléctrica son productos que se deben prestar en un régimen de libre competencia; 2) señala a la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía como las autoridades en la materia y establece sus facultades; 3) regula la participación de particulares en el proceso de generación de electricidad.; 4) establece las bases para la emisión de contratos entre el Estado y particulares para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica; 5) designa al Centro Nacional de Control de Energía, en su carácter de organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios, como el encargado del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, la operación del Mercado Eléctrico Mayorista y el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución; 6) en cuanto a las obligaciones de servicio universal, la ley prevé la creación de un Fondo de Servicio Universal Eléctrico, para financiar las acciones de electrificación en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, así como el suministro de lámparas eficientes y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación; 7) define las energías limpias como las fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias;^{64/} 8) a fin de contribuir a la transición a fuentes limpias, se define el esquema de emisión de Certificados de Energías Limpias, a efecto de obligar a que los grandes consumidores acrediten que un porcentaje determinado de la energía que consumen anualmente proviene de fuentes limpias; 9) indica que la CRE expedirá, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas para transmisión; distribución; la operación de los suministradores de servicios básicos; la operación del CENACE, los servicios conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, y 10) establece los supuestos y los montos de las sanciones que pueden imponer las autoridades de la industria eléctrica.

^{64/} Artículo 3, Fracción XXII "Ley de la industria eléctrica", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.

e) Ley de Energía Geotérmica (LEG)

Esta Ley se publicó el 11 de agosto de 2014 y forma parte de la legislación secundaria derivada de la reforma energética, en ella se establecen las bases para normar el otorgamiento de permisos o concesiones para el reconocimiento, exploración y explotación de recursos geotérmicos para el aprovechamiento de la energía térmica del subsuelo dentro de los límites del territorio nacional, con el fin de generar energía eléctrica o destinarla a usos diversos. Asimismo, define los derechos y obligaciones de los permisionarios y concesionarios, y su aplicación es responsabilidad de la SENER.

f) Ley de los Órganos Reguladores Coordinados (LORC)

La Ley de los Órganos Reguladores Coordinados se publicó el 11 de agosto de 2014, la cual, en materia de electricidad, define a la CRE como un órgano con autonomía técnica, operativa y de gestión; personalidad jurídica, y con la facultad de disponer de los ingresos derivados de los derechos y los aprovechamientos que se establezcan por los servicios que prestan. Asimismo, se señala que esta comisión será la vía para que el Ejecutivo Federal ejerza sus facultades de regulación técnica y económica en materia de electricidad.^{65/}

g) Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE)

Con la reforma, la Comisión Federal de Electricidad adquiere su denominación como empresa productiva del Estado, por lo tanto, esta normativa surge de la necesidad de regular su organización, administración, funcionamiento, operación, control, evaluación y rendición de cuentas. Con esta legislación, se otorga a la CFE personalidad jurídica y patrimonio propio, además de autonomía técnica, operativa y de gestión; todo ello, con el fin de desarrollar actividades empresariales, económicas e industriales para generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.

^{65/} La normativa incluye los aspectos siguientes: 1) la integración, funcionamiento, Código de Conducta y atribuciones de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 2) se establece la creación del Consejo de Coordinación del Sector Energético como mecanismo de coordinación entre la CRE, la Secretaría de Energía y demás dependencias del Ejecutivo Federal; 3) se señala que, además de las atribuciones establecidas la Ley de la Industria Eléctrica y las demás leyes aplicables, la CRE deberá regular y promover el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad y, 4) fomentará el desarrollo eficiente de la industria, promoverá la competencia en el sector, protegerá los intereses de los usuarios, propiciará los avances hacia la cobertura nacional y atenderá a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Se establece el objeto de la empresa, el cual consiste en prestar, en términos de la legislación aplicable, el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, por cuenta y orden del Estado Mexicano; para tal fin, podrá realizar las actividades, operaciones o servicios necesarios por sí misma; con apoyo de sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, o mediante contratos, convenios, alianzas o asociaciones o cualquier acto jurídico, con personas físicas o morales de los sectores público, privado o social, nacional o internacional.

h) Ley General de Cambio Climático (LGCC)

La actual Ley, publicada el 6 de junio de 2012 y reformada por última vez el 19 de enero de 2018, establece las condiciones para enfrentar los efectos adversos del cambio climático y reglamenta las disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de protección al ambiente, desarrollo sustentable, preservación y restauración del equilibrio ecológico. ^{66/}

i) Ley de Transición Energética (LTE)

Publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015, tiene la misión de normar el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica, sin descuidar la competitividad de los sectores productivos. Con su emisión se abrogan la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética y la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía. ^{67/}

^{66/} Lo relevante en materia de electricidad radica en que, en su artículo transitorio Tercero, se señala la obligación de que la Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de Energía, promuevan que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35.0 % para el año 2024, con lo cual se contribuiría a dar cumplimiento a la meta nacional de reducir al año 2020 un 30.0 % de emisiones; así como un 50.0 % de reducción de emisiones al 2050 en relación con las emitidas en el año 2000.

Artículos Segundo y Tercero Transitorios, "Ley General de Cambio Climático", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de junio de 2012 y reformada por última vez el 19 de enero de 2018.

^{67/} Con la emisión de esta normativa se buscó contar con la regulación necesaria para pronosticar el incremento gradual de la participación de las energías limpias en la industria eléctrica a fin de contribuir, de una manera económicamente viable, al cumplimiento de las metas establecidas en materia de generación de energías limpias y de reducción de emisiones; así como para determinar las obligaciones para el aprovechamiento sustentable de la energía y eficiencia energética.

En la legislación se enuncia, entre otros aspectos, la obligación y los responsables para determinar las metas en materia de energías limpias y de eficiencia energética, con el objetivo de que la generación de energía se ubique en los niveles establecidos en la Ley General de Cambio Climático para la Industria Eléctrica. Asimismo, se designan las autoridades para planear, regular, fomentar, inspeccionar, supervisar y, en su caso, sancionar lo relativo a las disposiciones jurídicas en la materia; así como la obligación de definir estrategias y programas como instrumentos de planeación para la transición energética y aprovechamiento sustentable; así como las bases para su financiamiento.

j) Ley Orgánica de la Administración Pública Federal (LOAPF)

Publicada el 29 de diciembre de 1976 y actualizada por última vez el 9 de marzo de 2018, contiene las bases de la organización de la Administración Pública Federal, por lo que se identificaron las principales entidades a cargo de la política energética y sus funciones como se señala a continuación: 1) a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) le corresponde establecer y revisar los precios y tarifas de los bienes y servicios de la administración pública federal, o bien, las bases para fijarlos, escuchando a la Secretaría de Economía y con la participación de las dependencias que correspondan;^{68/} 2) la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales es la encargada de fomentar la protección, restauración y conservación de los ecosistemas y recursos naturales y bienes y servicios ambientales, con el fin de propiciar su aprovechamiento y desarrollo sustentable;^{69/} 3) a la Secretaría de Energía corresponde establecer, conducir y coordinar la política energética del país, así como supervisar su cumplimiento con prioridad en la seguridad y diversificación energéticas, el ahorro de energía y la protección del medio ambiente.^{70/}

k) Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA)

Este ordenamiento, publicado el 28 de enero de 1988 y actualizado por última vez el 9 de enero de 2015, es reglamentario de las disposiciones constitucionales para la preservación y restauración del equilibrio ecológico, así como para la protección del ambiente en el territorio nacional y el fomento del desarrollo sustentable.

^{68/} Artículo 31, "Ley Orgánica de la Administración Pública Federal", última actualización publicada en el Diario Oficial de la Federación el 9 de marzo de 2018.

^{69/} Artículo 32 Bis, "Ley Orgánica de la Administración Pública Federal", última actualización publicada en el Diario Oficial de la Federación el 9 de marzo de 2018.

^{70/} En el rubro de electricidad, el artículo 33 establece que, la Secretaría de Energía es responsable de: a) ejercer los derechos de la Nación respecto del aprovechamiento de los bienes y recursos naturales que se requieran para generar, transmitir, distribuir, comercializar y abastecer energía eléctrica; b) promover que la participación de los particulares en las actividades del sector sea en los términos de la legislación y de las disposiciones aplicables; elaborar y publicar anualmente un informe pormenorizado que permita conocer el desempeño y las tendencias del sector eléctrico nacional; c) revisar y, en su caso, autorizar las reglas de operación del Mercado Eléctrico Mayorista y emitir disposiciones administrativas de carácter general que permitan su vigilancia; d) establecer los términos de estricta separación legal que se requieren para fomentar el acceso abierto y la operación eficiente del sector eléctrico y vigilar su cumplimiento; e) fijar la política de eficiencia energética de la industria eléctrica y la política para establecer nuevas centrales eléctricas tendientes a satisfacer las necesidades del país y a dicha política de eficiencia energética de la industria eléctrica, así como establecer los requerimientos obligatorios en materia de energías limpias para la generación eléctrica; f) establecer los términos y condiciones obligatorios de cobertura para el suministro eléctrico en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, y proponer los mecanismos para dirigir recursos económicos a este fin, y g) promover el ahorro de energía, regular y, en su caso, expedir normas oficiales mexicanas sobre eficiencia energética, así como realizar y apoyar estudios e investigaciones sobre ahorro de energía, estructuras, costos, proyectos, mercados, precios y tarifas, activos, procedimientos, reglas, normas y demás aspectos relacionados.

Artículo 33, "Ley Orgánica de la Administración Pública Federal", última actualización publicada en el Diario Oficial de la Federación el 9 de marzo de 2018.

Respecto de las actividades de la industria eléctrica, la Ley las considera sujetas de evaluación del impacto ambiental, para lo cual la SEMARNAT establece las condiciones a las que deben sujetarse dichas actividades debido a que pueden causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas, a fin de evitar o reducir al mínimo sus efectos negativos sobre el medio ambiente. ^{71/} Asimismo, se fijan criterios y facultades para la prevención y control de la contaminación de la atmósfera, en las que se indica para la realización de actividades de la industria eléctrica, se consideran que existen fuentes de contaminantes a la atmósfera de jurisdicción federal. ^{72/}

I) Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (RISEMARNAT)

La normativa, publicada el 26 de noviembre de 2012, expone que, para el estudio, planeación y despacho de sus atribuciones, la SEMARNAT cuenta, entre otras unidades administrativas, con la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) quien se encarga de incrementar los niveles de observancia de la normatividad ambiental, a fin de contribuir al desarrollo sustentable y hacer cumplir las leyes en materia ambiental. Para llevar a cabo lo anterior, la PROFEPA tiene atribuciones para: 1) programar, ordenar y realizar visitas u operativos de inspección, para vigilar y evaluar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables (...), a la prevención y control de la contaminación de la atmósfera, (...), impacto ambiental, emisión y transferencia de contaminantes, (...) y auditoría ambiental, de conformidad con las disposiciones aplicables; así como establecer políticas y lineamientos administrativos para tal efecto, y 2) recibir, atender e investigar las denuncias en las materias de su competencia y, en su caso, realizar en términos de la normativa aplicable, las diligencias necesarias para determinar la existencia de los actos, hechos u omisiones motivo de denuncia, o bien, canalizar dichas denuncias ante las autoridades que resulten competentes. ^{73/}

^{71/} Artículo 28, Fracción II "Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente", publicada en el Diario Oficial de la Federación 28 de enero de 1988 y actualizada por última vez el 9 de enero de 2015.

^{72/} Artículos 110 y 111 de la "Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente", publicada en el Diario Oficial de la Federación 28 de enero de 1988 y actualizada por última vez el 9 de enero de 2015.

^{73/} Artículo 45, "Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales", última actualización publicada en el Diario Oficial de la Federación el 26 de noviembre de 2012.

- m) Políticas y Estrategias para la electrificación de Comunidades Rurales y Zonas urbanas marginadas.

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, el Gobierno Federal promoverá la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, para lo cual podrá coordinarse con las entidades federativas y los municipios. Para tal efecto, la SENER establecerá y supervisará la administración de un Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), ^{74/} con el propósito de financiar las acciones de electrificación, así como el suministro de lámparas eficientes y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación. Asimismo, el ordenamiento enuncia que dicho fondo se integrará por el excedente de ingresos que resulte de la gestión de pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista; además, podrá recibir donativos de terceros para cumplir sus objetivos. ^{75/}

En la legislación, también se señala que la SENER desarrollará un Programa quinquenal de Electrificación de Comunidades rurales y Zonas urbanas marginadas, el cual deberá cubrir el periodo 2017-2021 ^{76/} y contener la estimación de los recursos necesarios para atender las acciones de electrificación; los mecanismos para conocer la opinión de los interesados en desarrollar proyectos para cumplir con el objetivo; el pronóstico de las obras que se requieren llevar a cabo, durante los cinco años de vigencia, y los proyectos y obras que se vayan identificando.

- n) Normas Oficiales Mexicanas

En el marco regulatorio general, se identificaron 10 Normas Oficiales Mexicanas en materia de energía eléctrica: 1) NOM-063-SCFI-2001; 2) NOM-001-SEDE-2012; 3) NOM-013-ENER-2013; 4) NOM-034-NUCL-2016; 5) PROY-NOM-029-ENER-2016; 6) PROY-NOM-023-ENER-2017; 7) NOMEM-

^{74/} De acuerdo con el Contrato de Fideicomiso correspondiente, el FSUE es un fideicomiso de administración y pago que tiene como Fideicomitente a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), y como fiduciario al Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos, Sociedad Nacional de Crédito, Instituciones de Banca de Desarrollo (BANOBAS). Para la recepción de aportaciones del fideicomiso el fiduciario establece en la TESOFE un depósito a su favor para mantener la inversión a la vista hasta su aplicación para el cumplimiento de sus fines.

^{75/} Con base en lo anterior, se diseñó la normativa en cuestión y se publicó en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2017, con el objetivo de definir las políticas y estrategias para proveer electricidad a las viviendas de las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas que no cuenten con el acceso al suministro de energía eléctrica. En el documento se indica que las acciones que se lleven a cabo tendrán que priorizar la ejecución al menor costo para el país, incentivar el uso de energías limpias, procurar la sostenibilidad de la infraestructura básica para brindar el servicio y ejercer los recursos del FSUE con eficiencia, eficacia, economía y transparencia. Del mismo modo, se enuncia que las estrategias deben implementarse mediante procesos transparentes y competitivos que garanticen la libre competencia y la participación activa de la población objetivo, además, destaca que es necesario diseñar indicadores de seguimiento para cuantificar el avance en el cumplimiento de sus objetivos, utilizar criterios de prioridad para el otorgamiento de los apoyos con base en el número de viviendas, grado de marginación y otros.

^{76/} El programa se denominó "Acciones en Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas 2017-2021" y será la base para evaluar el desempeño de la estrategia mencionada.

007-CRE-2017; 8) NOM-043-SEMARNAT-1993; 9) NOM-156-SEMARNAT-2012, y 10) PROY-NOM-170-SEMARNAT-2017.

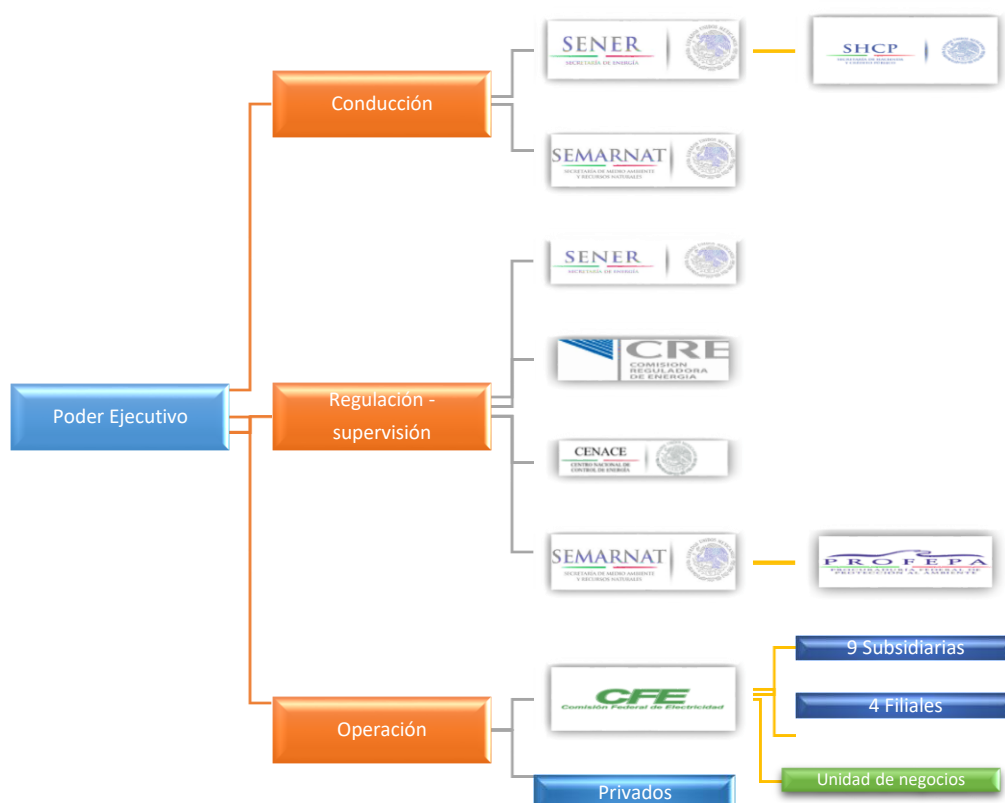
Se identificó que las primeras siete se relacionan con la eficiencia energética, instalaciones, sistemas de medición en la generación y suministro de energía eléctrica, como rama de actividad económica, de las cuales tres se publicaron como definitivas en el Diario Oficial de la Federación antes de la reforma estructural del sector y una posteriormente; asimismo, se propusieron dos en carácter de proyecto y una de emergencia. En cuanto a la regulación ambiental del sector, se identificaron tres normas relativas a la contaminación atmosférica emitida como resultado de la generación de energía, la información específica de las normas puede consultarse en el Anexo II. ^{27/}

o) Análisis de la superestructura legal

Con el análisis de la superestructura legal para la implementación de la política energética se identificó a la SENER, la CRE, la SHCP, el CENACE, la CFE, la SEMARNAT y la PROFEPA como los principales responsables de ejecutar las modificaciones que resultaron de la reforma estructural en el rubro de electricidad, como se muestra a continuación:

^{27/} Adicionalmente, se identificaron 32 normas, relacionadas con la fabricación de equipos de generación eléctrica y aparatos y accesorios eléctricos, las cuales no serán consideradas en esta evaluación dado que nos restringiremos a la conducción, regulación-supervisión y operación del sector eléctrico y no a lo relativo a los consumidores finales, el detalle de las normas comentadas se puede consultar en el Anexo II.

ESTRUCTURA INSTITUCIONAL DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD



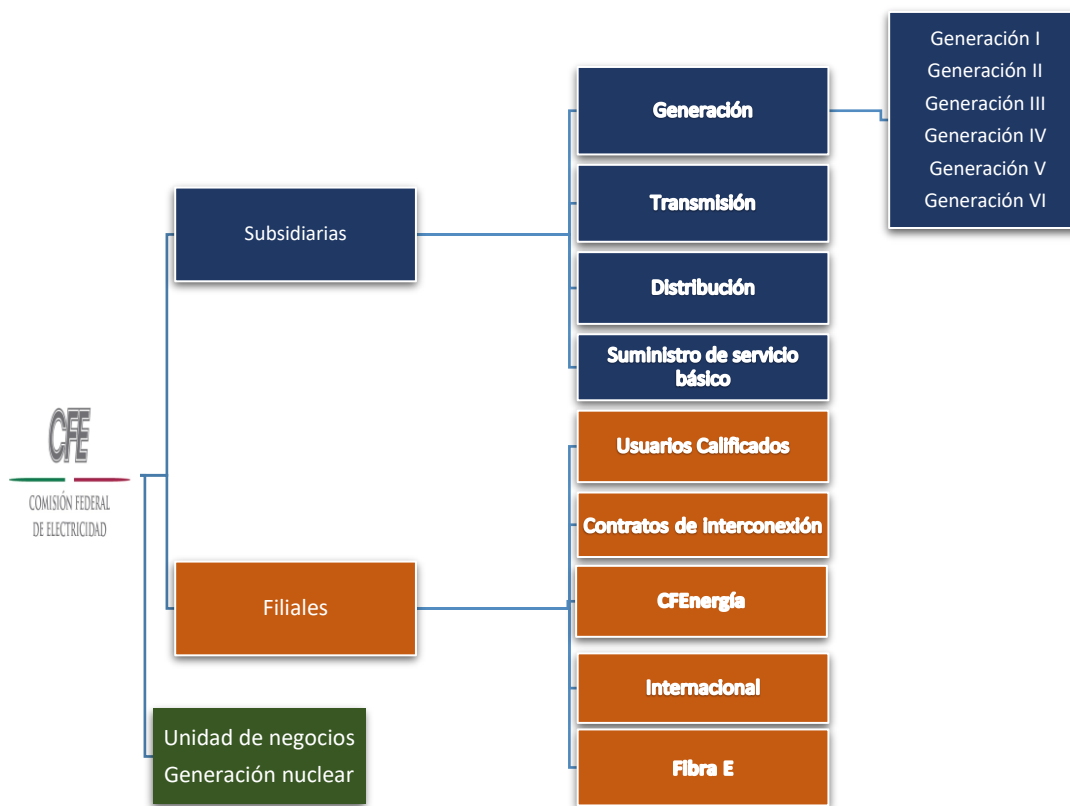
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en recomendaciones de la OCDE sobre la Gobernanza de reguladores. Impulsando el desempeño de la ASEA, la CNH y la CRE de México de 2017.

Como se observa en el cuadro anterior, son siete entidades las que participan en conducción, regulación-supervisión y operación de la política pública; cabe destacar que con la reforma se pretendió fomentar la competencia en los procesos de generación y comercialización de energía eléctrica, por lo cual, en enero de 2016 se publicaron los Términos de la Estricta Separación Legal de la CFE (TESLCFE), con el objetivo de determinar las condiciones para la división horizontal y vertical de la CFE. Bajo dichos términos, CFE quedó reestructurada en nueve empresas subsidiarias ^{78/} y cinco empresas filiales, ^{79/} como se muestran a continuación:

^{78/} De acuerdo con el artículo 58 de la LCFE, las empresas productivas subsidiarias de la CFE son empresas productivas del Estado, con personalidad jurídica y patrimonio propio. Se organizarán y funcionarán conforme a lo dispuesto en la LCFE y tienen por objeto las actividades que determine el Consejo de Administración de la Comisión, y operan conforme al régimen especial previsto en para la Comisión Federal de Electricidad en materia de presupuesto; deuda; adquisiciones, arrendamientos, servicios y obras; responsabilidades administrativas; remuneraciones; bienes y dividendo estatal.

^{79/} Con forme a lo establecido en el artículo 59 de la LCFE las empresas filiales de la CFE son aquellas en las que participe, directa o indirectamente, en más del cincuenta por ciento de su capital social, con independencia de que se constituyan conforme a la legislación mexicana o a la extranjera. Las empresas filiales no serán entidades paraestatales y tendrán la naturaleza jurídica y se organizarán conforme al derecho privado del lugar de su constitución o creación.

ESTRUCTURA DE LA COMISIÓN FEDERAL DE ELECTRICIDAD



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la estructura de CFE consultada en:
<http://portal.cfe.mx/acercacfe/Estructura%20CFE/Pages/corporativo.aspx> en mayo de 2018.

- Las subsidiarias de CFE Generación I, II, III, IV, V y VI se crearon por acuerdos publicados en el Diario Oficial de la Federación en marzo de 2016 con el objeto de generar energía eléctrica mediante cualquier tecnología en el territorio nacional, así como realizar las actividades de comercialización a que se refiere el artículo 45 ^{80/} de la LIE, excepto la prestación del Suministro Eléctrico. Asimismo, podrá representar total o parcialmente a las Centrales Eléctricas en el Mercado Eléctrico Mayorista que tenga a su cargo, incluyendo aquellas que sean propiedad de terceros. En todo caso, deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.
- La subsidiaria CFE Transmisión se creó mediante acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación en marzo de 2016 y tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, así como para llevar a cabo, entre otras

^{80/} Las actividades se refieren a: 1) Suministro Eléctrico a los Usuarios Finales; 2) Representar a los Generadores Exentos en el Mercado Eléctrico Mayorista; 3) Realizar las transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista; 4) Celebrar los contratos; 5) Adquirir los servicios de transmisión y distribución con base en las Tarifas Reguladas; 6). Adquirir y enajenar los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico, con la intermediación del CENACE, y demás que señale la CRE.

actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión.

- La subsidiaria CFE Distribución se creó por medio del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación en marzo de 2016 y tiene por objeto realizar las actividades necesarias para prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, así como para llevar a cabo, entre otras actividades, el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el servicio público de distribución.
- La subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos se creó por medio del acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación en marzo de 2016 y tiene por objeto proveer el Suministro Básico a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica, en favor de cualquier persona que lo solicite en términos de lo dispuesto por dicha Ley. Deberá generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario.
- La Filial CFE Calificados se creó como proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica, que compra electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) con el fin de dar servicio eléctrico a los Usuarios Calificados con los que tenga un contrato de suministro y responde por ellos ante el CENACE.
- La filial CFE de Contratos de Interconexión Legados tiene por objeto administrar los contratos de interconexión legados, los convenios de compra-venta de excedentes de energía eléctrica y los demás contratos asociados suscritos por la CFE y que suscriba en relación con dichos contratos.
- La filial CF Energía comercializa combustibles a las empresas de generación de la CFE, así como a industriales, petroquímica y a otros generadores distintos a la CFE.
- La filial CFE Internacional participará activamente como competidor en el mercado internacional de combustibles y energía eléctrica a través de diversos mercados.
- La filial CFE capital se creó en el 2017 para ser una empresa dedicada a impulsar inversiones en proyectos de infraestructura relacionados con la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Asimismo, administra el primer fideicomiso mexicano de inversión en energía e infraestructura o fibra E ^{81/} de CFE.

^{81/} La fibra E es un fideicomiso constituido de conformidad con la leyes de México con una institución bancaria autorizada para operar en México, actuando en su calidad de fiduciario y denominada como FIBRA E para efectos fiscales, el cual emite valores al público inversionista bajo la figura de certificados bursátiles fiduciarios de inversión en energía e infraestructura ("CBFEs") registrados en el Registro Nacional de Valores (RNV) y listados en la BMV de conformidad con la Ley del Mercado de Valores (LMV). y la Circular Única de Emisoras. De conformidad con lo previsto en la LMV, los CBFEs otorgarán a sus tenedores derechos de propiedad a pro rata respecto del patrimonio fideicomitado.

- Unidad de negocios, Generación Nuclear: La central nuclear de Laguna Verde es una planta de generación de electricidad situada en la localidad de Punta Limón del municipio de Alto Lucero de Gutiérrez Barrios, en el Estado de Veracruz; su capacidad es de 1640 MW instalada en dos unidades generadoras de 820 MW eléctricos cada una, está certificada por el organismo regulador nuclear nacional, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias. Las licencias para su operación comercial fueron otorgadas por la Secretaría de Energía, para la unidad 1, el 29 de julio de 1990 y para la unidad 2, el 10 de abril de 1995. La central es propiedad de la CFE, y es ella quien la opera y administra por medio de la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas. Asimismo, está sujeta a la supervisión de organismos nacionales e internacionales, a fin de cerciorarse de que cumpla con las regulaciones necesarias para operar de forma segura.^{82/} Además, la Gerencia de Centrales Nucleoeléctricas es la Unidad de Negocio de generación de energía nuclear y tiene a su cargo el control de los activos de generación nuclear; la energía que se produce en Laguna Verde se entrega al CENACE, quien se encarga de la planeación, dirección y supervisión de la transmisión. De acuerdo con el Informe Anual de la CFE 2016, la energía nuclear representó el 3.0% del total de la energía generada en el país.^{83/}

A partir de 2016, la CFE efectuó su estricta separación legal para realizar actividades de Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios, así como para que su participación en los mercados sea de manera independiente a fin de generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano, quedando integrada, a 2018, por la unidad de negocios para la generación nuclear (Laguna verde), nueve empresas subsidiarias y cinco empresas filiales; en la ejecución de la evaluación se abordará a fondo lo correspondiente a la separación financiera y contable de CFE a fin de determinar los efectos de la reforma en ese rubro.

En conclusión, el esquema normativo-institucional diseñado a partir de la reforma se alinea a los factores causales de la problemática y los objetivos para promover el incremento en la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental y alcanzar la cobertura universal, por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia, toda vez que para la conducción se cuenta con la SENER como responsable de establecer las estrategias, programas y acciones en la materia; con la SHCP para

^{82/} Información disponible en <https://veracruz.mx/attractivo.php?idnota=1416> consultada en junio de 2018.

^{83/} Comisión Federal de Electricidad, Informe Anual 2016, p. 49, <http://gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/63/2017/may/CFE-20170508.pdf>

fijar los precios para los usuarios domésticos y de bajo consumo, y la SEMARNAT para asegurar el establecimiento de estrategias encaminadas al cuidado ambiental. Para la regulación-supervisión, nuevamente interviene la SENER en contribución con la CRE y el CENACE para el control operativo del SEN y el manejo del mercado eléctrico mayorista, a fin de garantizar el acceso abierto a la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución. En materia ambiental, se estableció la legislación y las autoridades (SEMARNAT y PROFEPA) para coadyuvar a la transición al uso de energías limpias para la generación de electricidad y, con ello, disminuir el impacto negativo en el ambiente.

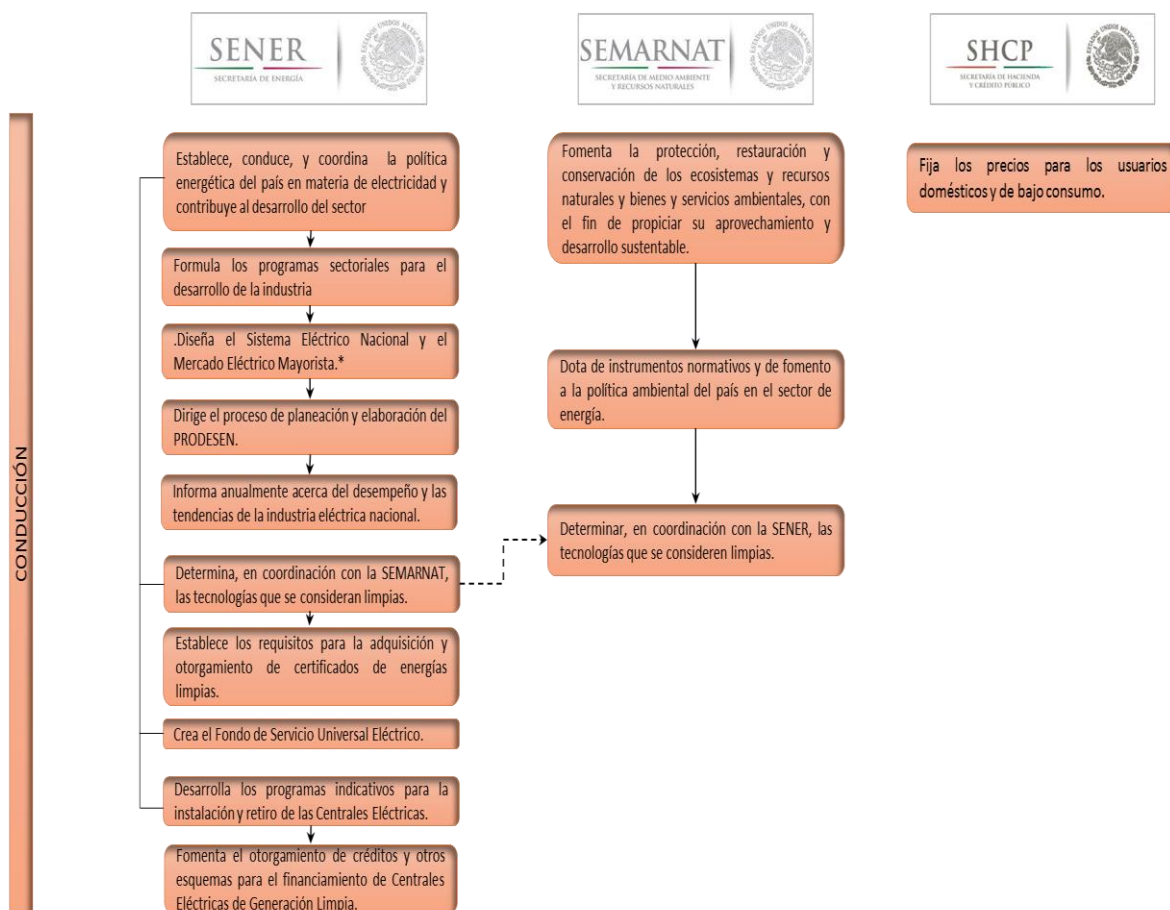
Para la operación, se establecieron las reglas para fomentar la participación de los particulares con la CFE en el proceso de generación de electricidad; así como para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura necesaria para prestar el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, con el objetivo de disminuir el monto de las tarifas eléctricas. Además, se establecieron los términos para la separación legal de la CFE para los procesos de la industria eléctrica, que a 2018, está integrada por 9 subsidiarias y 4 filiales. Asimismo, se previó legalmente la creación de un Fondo de Servicio Universal Eléctrico, para financiar la electrificación en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.

1.2.3. Diseño para la ejecución

En este apartado se presentan los esquemas con los principales elementos del diseño para la ejecución de la política.

a) Conducción

ESQUEMA DE CONDUCCIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por las entidades evaluadas.

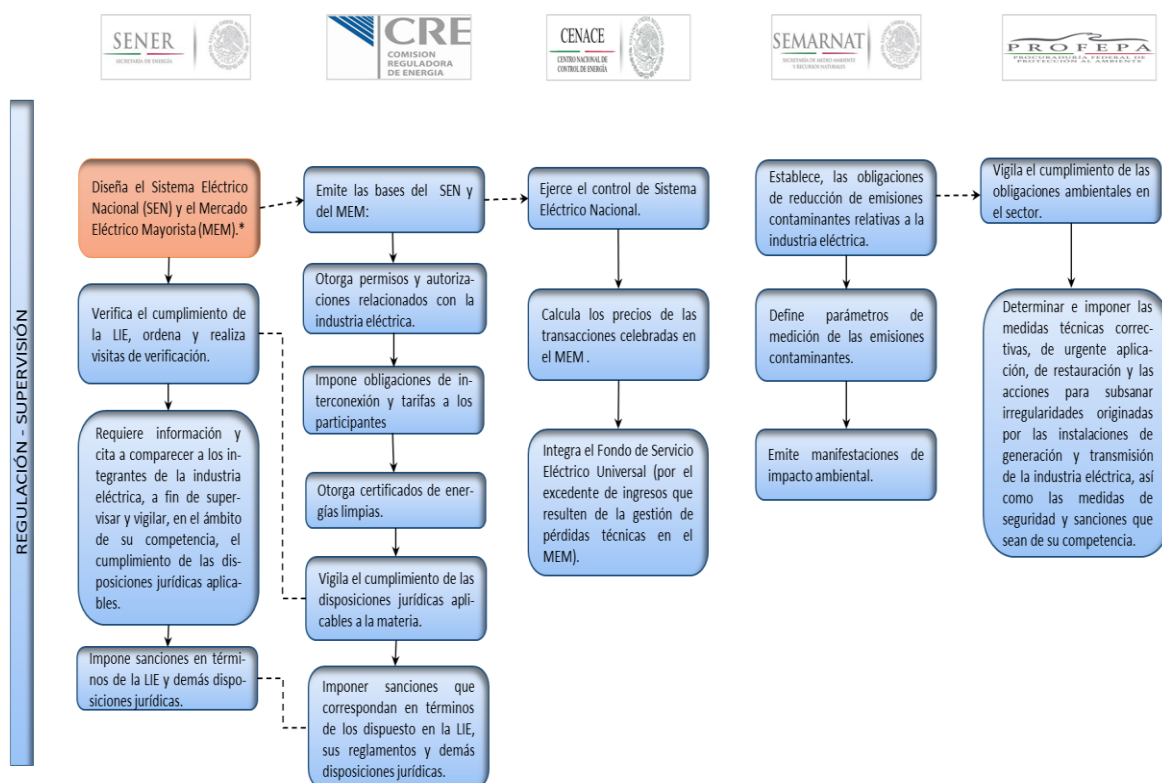
En el componente de conducción de la política en cuestión intervienen tres entes: la SENER tiene a cargo su diseño y coordinación a fin de contribuir al desarrollo económico nacional; además, está facultada para establecer los términos y planes para el desarrollo de la industria eléctrica y fijar las bases para la creación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico para atender la insuficiente cobertura, principalmente, en zonas de marginación.

Asimismo, participa la SEMARNAT, la cual busca contribuir a la atención del impacto ambiental, para lo cual define los mecanismos para fomentar y encaminar la política ambiental hacia el sector energético, promueve el aprovechamiento y desarrollo sustentable y, determina, en colaboración con la SENER, las tecnologías que se consideren limpias. Por último, la SHCP se encarga de

determinar el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos.

b) Regulación-Supervisión

ESQUEMA DE REGULACIÓN - SUPERVISIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD



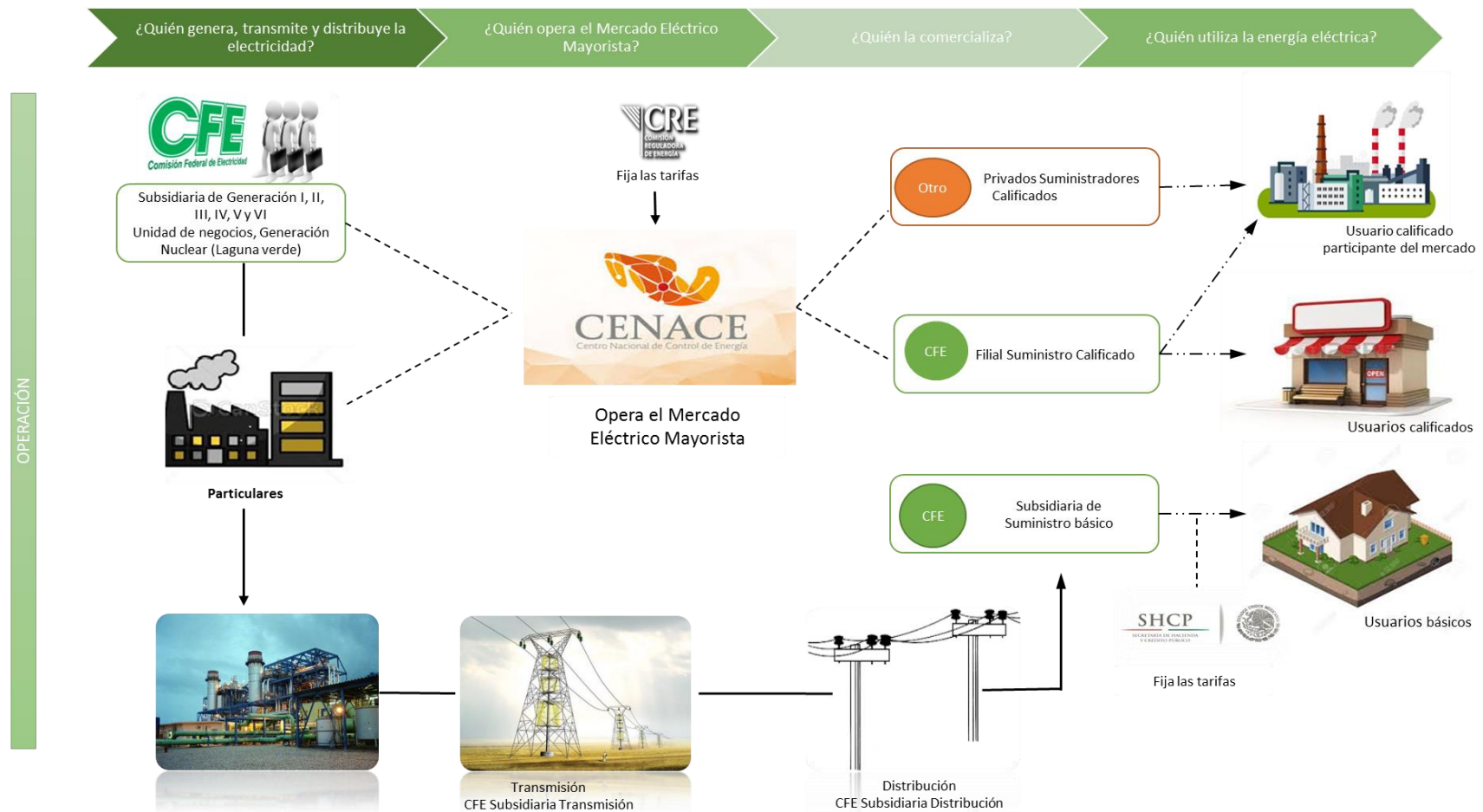
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por las entidades evaluadas.

* El diseño del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista es un proceso que forma parte de la conducción de la política; no obstante, se retoma en el esquema de regulación-supervisión ya que es de donde parte dicho componente.

En el elemento de regulación-supervisión de la política de energía eléctrica interactúan cinco entidades con la finalidad de puntualizar el diseño y las bases del Mercado Eléctrico Mayorista (SENER y CRE), controlar el Sistema Eléctrico Nacional (CENACE) y normar los procesos para cumplir con las obligaciones de política ambiental de las actividades de la industria eléctrica (SEMARNAT).

Asimismo, se definen los encargados para verificar y vigilar el cumplimiento de la regulación emitida (SENER, CRE y PROFEPA). Con lo anterior, se busca incentivar la inversión en los procesos de la industria y, en consecuencia, disminuir las tarifas, además de contribuir a la conservación del medio ambiente, por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia.

c) Operación



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por las entidades evaluadas.

Con base en las modificaciones jurídicas de la reforma estructural, la operación de la política energética en materia de electricidad permite la emisión de contratos para que, tanto CFE, como particulares participen en la generación de energía eléctrica. Asimismo, la legislación permite que los privados se involucren en el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura para el proceso de transmisión y distribución, siendo la CFE mediante sus subsidiarias quien realice dichas actividades.

En cuanto a la comercialización se fijaron las reglas para que los usuarios sean catalogados en calificados y básicos; los primeros podrán participar directamente en el mercado mayorista y los segundos serán atendidos únicamente por CFE mediante una de sus subsidiarias. El proceso anterior se realiza con base en la normativa definida e implementada por la SENER y la CRE, así como bajo el control operativo del CENACE.

El Mercado Eléctrico Mayorista se integra como se muestra en el esquema siguiente:



FUENTE: Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015.

El Mercado Eléctrico Mayorista se compone por:

- a) Un Mercado de Energía de Corto Plazo, que a su vez se integra por el Mercado del Día en Adelanto; el Mercado de Tiempo Real y, a partir de la segunda etapa, ^{84/} el Mercado de Una Hora en Adelanto. En dicho componente se realizan transacciones de compra-venta de energía y servicios conexos, basadas en precios marginales locales ^{85/} de energía y precios zonales de servicios conexos, lo anterior, con base en un modelo que representa detalladamente la Red Nacional de Transmisión y los elementos de las Redes Generales de Distribución que define el CENACE, e incluye la representación de pérdidas.
- b) Un Mercado para el Balance de Potencia, el cual opera anualmente para el año inmediato anterior con el propósito de realizar transacciones de compraventa de Potencia no cubierta o comprometida por medio de Contratos de Cobertura Eléctrica. Asimismo, mediante este mercado las Entidades Responsables de Carga cuyos contratos no cubrieron los requisitos reales de Potencia de acuerdo a las obligaciones establecidas por la CRE y los Generadores cuya operación no satisfizo sus compromisos contractuales, podrán realizar transacciones con los Generadores y Entidades Responsables de Carga ^{86/} que tengan excedentes relativos a sus compromisos de Potencia.
- c) Un Mercado de Certificados de Energías Limpias para que permita que las Entidades Responsables de Carga satisfagan las obligaciones establecidas por la CRE para la adquisición de dichos certificados. En él se realizan transacciones entre Entidades Responsables de Carga cuyos contratos de Cobertura Eléctrica no cubren sus obligaciones establecidas o las rebasan, generadores cuya operación no permite cumplir con sus compromisos contractuales, y generadores con excedentes relativos a sus compromisos.

^{84/} De acuerdo con las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 8 de septiembre de 2015, para asegurar el inicio oportuno de los elementos críticos y de que el diseño completo incluya todos los aspectos necesarios para maximizar la eficiencia, los diferentes componentes del Mercado Eléctrico Mayorista y de las subastas se implementarán en diferentes momentos, y cada componente se podrá ejecutar en etapas.

^{85/} Precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista. Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 3, fracción XXX.

^{86/} Entidad Responsable de Carga: Cualquier representante de Centros de Carga: Suministradores de Servicios Básicos, Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Último Recurso, Usuarios Calificados Participantes del Mercado o Generadores de Intermediación.

- d) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, consisten en otorgar a su titular el derecho a cobrar o la obligación de pagar la diferencia de los Componentes de Congestión Marginal ^{87/} de los Precios Marginales Locales del Mercado del Día en Adelanto, entre un nodo de destino y un nodo de origen. El CENACE operará subastas para la asignación de Derechos Financieros de Transmisión a fin de que los interesados puedan adquirirlos y, en su caso, puedan utilizarlos para administrar los riesgos derivados de la congestión en el Sistema Eléctrico Nacional.
- e) Subastas para asignar Contratos de Cobertura Eléctrica ^{88/} de mediano y largo plazo. Las primeras se llevarán a cabo con el objeto de asignar contratos para Potencia ^{89/} y energía con una duración de 3 años, iniciando el año siguiente a aquel en el que se lleva a cabo la subasta; y las segundas con el objeto de asignar contratos con una duración de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias.

Una vez que se conocen los esquemas de los componentes y del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista, a continuación, se presenta una tabla con los principales elementos del diseño para la ejecución de la política energética en materia de electricidad:

^{87/} Componente de Congestión Marginal: La parte del Precio Marginal Local que representa el costo marginal de congestión en cada Nodo.

^{88/} Contrato de Cobertura Eléctrica: Acuerdo entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada, o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos. Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en su artículo 3, fracción XII.

^{89/} Potencia: El compromiso para mantener Capacidad Instalada de generación y ofrecerla al Mercado de Energía de Corto Plazo durante un periodo dado, la cual se ofrece por los Generadores y se adquiere por las Entidades Responsables de Carga a fin de cumplir sus obligaciones correspondientes. Se distingue de "potencia", la cual se refiere a la tasa de producción de energía en un momento dado.

DISEÑO PARA LA EJECUCIÓN DE LA POLÍTICA PÚBLICA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD, 2017

	Componente del problema público	Objetivo de la intervención	Población potencial y objetivo, y ámbito geográfico de acción	Tipo de bienes y servicios generados	Programas presupuestarios relacionados
Conducción	• Insuficientes reglas para la operación del Sistema Eléctrico Nacional. • Inefectivas reglas para la inversión y la participación privada. • Inestabilidad de precios para los usuarios domésticos y de consumo bajo. • Inefectivas reglas para el uso de energías limpias y gas natural. • Falta de recursos para electrificar las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.	• Establecer las bases del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios técnicos y económicos que fomenten la inversión. • Establecer las bases del mercado eléctrico. • Fijar los precios para los usuarios domésticos y de bajo consumo. • Determinar las energías que se consideran limpias.	• Todo el territorio nacional. • Todas las personas físicas o morales que deseen convertirse en participantes del Mercado Eléctrico Mayorista.	• Ley de la industria eléctrica (LIE). • Ley de Energía Geotérmica. • Elaboración del PRODESEN. • Creación del CENACE. • Bases del MEM. • Autorización de tarifas finales de energía a usuarios domésticos. • Creación del FSUE.	• P001 “Conducción de la política energética”, SENER. • P002 “Coordinación de la política energética en electricidad”, SENER. • P008 “Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía”, SENER. • E016 “Investigación, desarrollo tecnológico y prestación de servicios en materia nuclear y eléctrica”, SENER.
Regulación - Supervisión	• Ausencia de un mercado eléctrico competitivo. • Necesidad de un controlador de la red de transmisión imparcial. • Ineficiencia en el otorgamiento de permisos de acceso a la red de transmisión. • Inadecuada regulación para imponer obligaciones de interconexión y tarifas a los participantes. • Insuficientes instrumentos regulatorios para la adopción de tecnologías ambientalmente sustentables. • Inadecuada regulación para permitir el servicio universal y la electrificación.	• Crear un mercado eléctrico competitivo. • Disponer de un controlador de la red de transmisión imparcial. • Hacer más eficiente el proceso de otorgamiento de permisos y autorizaciones relacionados con las actividades de la industria eléctrica y vigilar su cumplimiento. • Regular y supervisar el desarrollo del sector e imponer obligaciones de interconexión y tarifas. • Emitir instrumentos regulatorios para la adopción de tecnologías ambientales sustentables, así como la reducción de emisiones contaminantes. • Imponer obligaciones de servicio universal y electrificación. • Crear e integrar el FSUE con los excedentes que resulten de la gestión de pérdidas de energía en el mercado, así como los donativos de terceros y los ingresos por el cobro de sanciones en el proceso de facturación y cobranza del MEM.	• Todo el territorio nacional. • 1,281 Permisos otorgados para la generación eléctrica: 764 LPSEE (legados), 517 LIE, 163 CFE, 272 privados, 81 migración y 1 autorización. • Todos los que tengan un permiso o estén registrados en el Mercado Eléctrico Mayorista a 2018: 1 permiso de Suministro Básico, 40 de Suministro Calificado, 1 de Suministro de Último Recurso, 123 registros de usuarios calificados, 21 registros de comercializadores no suministradores y 493 permisos de generación LIE.	• Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética. • Ley de Transición Energética. • Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE). • Reglamento de la (LCFE). • Otorgamiento de permisos para generar y suministrar energía eléctrica. • Autorizaciones de exportar e importar energía. • Reglamento de la LIE. • Manuales de prácticas de mercado. • Guías operativas del mercado. • Criterios y procedimientos de operación del mercado. • Reglas de operación del FSUE.	• G001 “Regulación y permisos de Electricidad”, CRE. • E568 “Dirección, coordinación y control de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional”, CENACE. • K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”, CENACE.

Continúa...

Continuación...

	Componente del problema público	Objetivo de la intervención	Población potencial y objetivo, y ámbito geográfico de acción	Tipo de bienes y servicios generados	Programas presupuestarios relacionados
Operación	• Necesidad de incrementar la capacidad de generación de energía por medio de los particulares. • Insuficiente e inadecuada infraestructura eléctrica para satisfacer las necesidades de energía eléctrica en el país. • Altos costos a lo largo de la cadena productiva del sector. • Pérdidas técnicas y no técnicas. • Déficit financiero de la CFE. • Deterioro del patrimonio de la CFE. • Insuficiente uso de energías renovables a gran escala. • Insuficiente electrificación en algunas zonas rurales y marginadas del país.	• Permitir a particulares la generación de energía eléctrica. • Optimizar la operación y expansión de la infraestructura eléctrica nacional. • Disminuir los costos a lo largo de la cadena productiva del sector. • Reducir las pérdidas técnicas y no técnicas. • Disminuir el déficit financiero de la CFE. • Disminuir el deterioro del patrimonio de CFE. • Usar energías renovables a gran escala. • Incrementar la cobertura de usuarios de electricidad en zonas distintas del país.	• Todo el territorio nacional. • La CFE integrada por: - Unidad de negocios generación nuclear. - Las subsidiarias Generación I, II, III, IV, V y VI; CFE Transmisión; CFE Distribución y CFE Suministrador de Servicios Básicos. - Las Filiales CFE Calificados, Contratos de Interconexión Legado, CFENERGÍA, CFE Internacional y CFE capital. • Particulares que quieran invertir en la generación de electricidad. • Población potencial y objetivo para electrificación: poblaciones rurales y zonas urbanas marginadas que a 2013 no contaban con electricidad; 42,945 localidades, lo que equivale a más 2.3 millones de personas.	• Desarrollo de la infraestructura eléctrica. • Obras de electrificación en poblaciones rurales o zonas urbanas marginadas. • Generación de energía eléctrica por tecnologías limpias. • Generación de energía eléctrica por tecnologías convencionales. • Instalación, modernización o rehabilitación de Centrales Eléctricas. • Retiro de unidades generadoras menos eficientes. • Redes de transmisión. • Redes de distribución.	• E555 “Operación Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos”, CFE. • E561 “Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica”, CFE. • E562 “Operación, mantenimiento y carga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde”, CFE. • E563 “Suministro de energéticos a las centrales generadoras de electricidad”, CFE. • E567 “Operación y mantenimiento a líneas de transmisión, subestaciones de transformación y red de fibra óptica”, CFE. • E570 “Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y comercialización de energía eléctrica”, CFE. • E578 “Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica”, CFE. • F571 “Promoción de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica”, CFE • K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”, CFE. • K014 “Otros proyectos de infraestructura social”, CFE. • K027 “Mantenimiento de infraestructura”, CFE. • K028 “Estudios de preinversión”, CFE. • K029 “Programas de adquisiciones”, CFE. • K044 “Proyectos de infraestructura de electricidad (Pidiregas)”, CFE. • P552 “Coordinación de las funciones y recursos para la infraestructura eléctrica”, CFE. • P553 “Planeación del Sistema Eléctrico de la infraestructura de CFE”, CFE. • R584 “Adquisiciones de energía eléctrica a los Productores Externos”, CFE. • R585 “Planeación y dirección de los procesos productivos”, CFE.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Presupuesto de Egresos de la Federación, Cuenta de la Hacienda Pública Federal, MIR de los programas presupuestarios y la información proporcionada por las entidades evaluadas.

En conclusión, en los esquemas se señalan las instituciones encargadas de la conducción, regulación-supervisión y operación de la política de energía eléctrica; asimismo, en la matriz del diseño se enuncian los programas presupuestarios por medio de los cuales se opera la política, la población potencial y objetivo a la que van dirigidas sus acciones, el territorio potencial, así como los fines que pretende conseguir.

Se especifica que la Secretaría de Energía (SENER) participa en la conducción, dado que le corresponde diseñar y coordinar la política en cuestión; en la regulación, debido a que debe emitir los documentos de planeación del sector a mediano plazo y crear el Fondo de Servicio Universal Eléctrico; además, interviene en la supervisión al verificar el cumplimiento de las disposiciones de la LIE y, en su caso, emitir las sanciones correspondientes.

Se observa que la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) contribuye al fomento de la reducción de emisiones contaminantes, toda vez que se encarga de determinar, en colaboración con la SENER, las energías consideradas limpias, regular lo relacionado con la protección del medio ambiente en el sector y supervisar su cumplimiento por medio de la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA) como órgano administrativo desconcentrado.

Se identifica que la Comisión Reguladora de Energía (CRE) es parte fundamental en la emisión de la normativa relacionada con los contratos que se pueden realizar para el funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional, el Mercado Eléctrico y los mecanismos para determinar las tarifas de transmisión y distribución de electricidad; también, tiene a su cargo la supervisión de la legislación aplicable, y en su caso, emitir sanciones oportunas. En el caso de las tarifas de consumo de los usuarios básicos, fijarlas es responsabilidad de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP).

De acuerdo con los esquemas, la participación del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) consiste en ejercer el control del Sistema Eléctrico Nacional, operar el Mercado Eléctrico Mayorista a fin de promover la competencia, eficiencia y no indebida discriminación.

Por último, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) participa en la operación de la política en la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, para lo cual, operará mediante sus empresas subsidiarias y filiales, y puede firmar contratos para que la iniciativa privada participe, con sus particularidades, en cada proceso de la industria eléctrica. Para la

comercialización se catalogaron a los usuarios en calificados y básicos; los primeros podrán participar directamente en el mercado mayorista y los segundos serán atendidos únicamente por la CFE por medio de su subsidiaria de suministro básico. Con lo anterior, se presta el servicio eléctrico a la población.

Asimismo, cuenta con la estructura institucional, atribuciones y mecanismos con los cuales pretende propiciar el incremento en la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental y alcanzar la cobertura universal, por medio del diseño y desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo los principios de libre competencia y competencia.

El diseño para la ejecución de la política pública es acorde con el problema público, sus causas, así como con las estrategias definidas para su atención, dado que los procesos que realizan los ejecutores son consistentes con el objetivo de la reforma energética en materia de electricidad, al orientarse a atraer la inversión al sector por medio del diseño e implementación de la normativa que permita la participación de los particulares en los procesos de la industria eléctrica y con ello se incremente la oferta y disminuya el costo del servicio coadyuvando a lograr la cobertura nacional al 100.0%, además de contribuir a la conservación del medio ambiente por medio de la utilización de energías limpias.

1.2.4. Diseño de rendición de cuentas

En este apartado se analizan los principales documentos de rendición de cuentas que los operadores de la política pública deben presentar ante el Congreso de la Unión, los cuales se enlistan a continuación:

DISEÑO DE RENDICIÓN DE CUENTAS DE LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD

Informe de rendición de cuentas	Periodicidad	Responsable	Ordenamiento legal	Contenido
Informe de Gobierno	Anual	Presidencia	Artículo 69 constitucional	Informa sobre el estado general de la administración pública del país, de acuerdo con los objetivos y estrategias previstas en el PND.
Cuenta Pública	Anual	SHCP	Artículo 74 constitucional	Documento que muestra los resultados de la gestión financiera y el cumplimiento de los objetivos contenidos en los programas federales.
Informes de Labores	Anual	SENER SEMARNAT CRE CENACE CFE PROFEPA	Artículo 93 constitucional, 8o. de la Ley de Planeación y 11o. de la Ley de la Industria Eléctrica	En el marco del Informe de Gobierno, se detalla el avance y grado de cumplimiento de los objetivos y prioridades fijados en la planeación nacional, así como de los resultados obtenidos.
Informe de Ejecución del PND	Anual	Presidencia	Artículo 6o. de la Ley de Planeación	Informa los resultados generales de las políticas públicas de acuerdo con la estructura del PND.
Informe sobre la ejecución del Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF)	Trimestral	SHCP	Artículo 7o. de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria	Se informa el ejercicio del gasto establecido en el PEF, indicadores sobre los resultados y avances de los programas y proyectos en el cumplimiento de los objetivos y metas y de su repercusión social.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, la Ley de Planeación, la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación y la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria.

Como se observa en el cuadro anterior, existen cinco tipos de documentos, en los cuales se reportaron los resultados conforme a la estructura prevista en los instrumentos de planeación (PND, PEF o MIR), según corresponda. A fin de obtener un análisis del contenido de los mencionados documentos, para conocer la información disponible sobre cada componente de la política y si se reporta sobre el grado de cumplimiento de las acciones previstas, se revisó lo reportado en los últimos informes de Gobierno, de Ejecución del PND, y de labores de la SENER, SHCP, SEMARNAT, CFE, CRE, CENACE y PROFEPA, de 2016 a 2017.^{90/}

En el análisis realizado y consolidado en el cuadro que se ubica en el Anexo III del documento, se identificó que, en las estrategias de conducción, la SENER rindió cuentas acerca de la Creación del Servicio Universal Eléctrico; en conjunto con la SEMARNAT determinó las tecnologías que son consideradas limpias para la generación de electricidad y estableció las reglas e instrumentos para el uso eficiente de éstas; asimismo, se informó que la SHCP autorizó las tarifas aplicables al suministro básico.

Respecto de la regulación-supervisión, se observó que se informó sobre el comportamiento del Mercado Eléctrico Mayorista y Sistema Eléctrico Nacional, las acciones implementadas para la

^{90/} Se recurrió a los documentos disponibles de los últimos años del periodo 2013-2018, esto es lo reportado en el cierre de 2017, donde se presentó la información consolidada de esa administración.

vigilancia del cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables en la materia, así como de la atención de las obligaciones ambientales; no obstante, no se comunicó lo que corresponde al total de los recursos que se integran al FSUE, ni de las obligaciones de interconexión. En operación, se reportaron datos de la optimización y expansión de la infraestructura eléctrica, la generación y el suministro de la energía, el uso de fuentes renovables y el avance en la electrificación de las comunidades rurales y zonas marginadas, así como el estado financiero de la CFE.

En cuanto a los objetivos, se presentó información sobre la inversión en el sector, la reducción de las tarifas y el avance en la cobertura universal del servicio; sin embargo, no se indica el impacto del uso de tecnologías limpias en el ambiente. Por último, en las finalidades de la política únicamente se reportó lo referente a la capacidad de energía, pero se no rindieron cuentas acerca de la generación de empleos, ni del crecimiento económico del país.

Además, para verificar la efectiva implementación de lo anterior, la ASF analizó el contenido del PEF y de la Cuenta Pública cuyos resultados se presentan a continuación:

ANÁLISIS DEL DISEÑO DE RENDICIÓN DE CUENTAS CONTENIDO EN EL PEF Y LA CUENTA PÚBLICA			
Aspecto revisado	Cumple		Comentarios
	Sí	No	
1. El PEF y su exposición de motivos identifican el problema público que pretende atender y el gasto asignado a la política pública.	x		En la exposición de motivos del PEF se menciona la importancia de atender el problema público en materia de energía eléctrica, así como las facultades y atribuciones de la SENER, la CFE, la CRE y el CENACE para trabajar en esta tarea. Además, en el documento es posible identificar el presupuesto total asignado a las cuatro instituciones.
2. El contenido de la Cuenta Pública es consistente con el PEF.	x		El contenido de la Cuenta Pública está estructurado de acuerdo con lo establecido en el PEF.
3. Cumple con el objetivo de informar la forma y el fondo de cómo se ejecutó el presupuesto asignado.	x		La Cuenta Pública indica la forma en que fueron ejercidos los recursos asignados para cada programa presupuestario relacionado con la política. El análisis del ejercicio del PEF proporciona información que justifica las variaciones registradas entre los recursos aprobados y los ejercidos para cada una de las instituciones involucradas (SENER, CFE, CENACE y CRE).
4. Informa sobre el logro de los objetivos de los programas y de la política pública.		x	El análisis del PEF presenta información, respecto al logro de los objetivos de dos de los tres programas presupuestarios relacionados con la política en materia de energía eléctrica a cargo de la SENER. Con respecto a los programas administrados por la CFE, la CRE y el CENACE no se proporciona suficiente información.
5. Informa el avance en la solución de problema público que dio origen a la política.		x	No se presenta información que indique el nivel de avance en la solución del problema de la política energética en materia de electricidad.
Total	3	2	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Exposición de Motivos del Presupuesto de Egresos de la Federación, el Presupuesto de Egresos de la Federación y la Cuenta de la Hacienda Pública Federal, Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

Una vez analizada la información de rendición de cuentas contenida en el PEF y la Cuenta Pública de 2017, se identificó que los recursos asignados a la SENER, la CFE, la CRE y el CENACE para resolver el objetivo de la política pública en materia de energía eléctrica se erogaron conforme al marco legal, toda vez que, las variaciones presentadas entre el presupuesto aprobado y ejercido

fueron debidamente justificadas; sin embargo, a excepción de dos de los tres programas presupuestarios a cargo de la SENER, los documentos analizados no proporcionaron información alguna respecto del logro de los objetivos trazados ni de los avances en la solución del problema.

Aunado a lo anterior, en los acuerdos de control interno se señala que, las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal deben contar con los mecanismos necesarios para asegurar que la información que generen sea clara, oportuna y confiable para que se permita determinar si los entes están cumpliendo con las metas y objetivos institucionales con el uso eficiente de los recursos. ^{91/}

Con el objetivo de conocer la claridad, oportunidad y confiabilidad de la información que los responsables de la política pública reportaron en los documentos de rendición de cuentas, se consultaron los sistemas de información y control con que cuentan, y se analizaron los resultados de las revisiones que se han hecho a los mismos, a fin de conocer las fortalezas o, en su caso, deficiencias identificadas a dichos sistemas.

Para efectos de esta evaluación, tres sistemas que generan información relacionada con la industria eléctrica: 1) El Sistema de Información Energética (SIE), 2) el Sistema de Información de Mercado (SIM) y 3) Sistema Nacional de Información Ambiental y de Recursos Naturales (SNIARN), mismos que se describen a continuación.

El SIE es una plataforma electrónica que comenzó a operar en 2002, tiene como objeto concentrar y mantener actualizada la información estadística y georreferenciada del sector, es alimentada por las empresas, comisiones e institutos que conforman el sector energético en México. ^{92/} Por lo que, ahí se pueden consultar datos de la SENER, la CRE y la CFE.

El SIM se implementó en 2016 y es operado por el CENACE, institución que garantiza el acceso a la información del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la información que se ingresa en este sistema se distingue por nivel de acceso al mercado y por grupo de interés. De acuerdo con su clasificación, se puede definir como pública, confidencial y reservada. Respecto del área de acceso, se puede clasificar como del área pública o de las áreas segura o certificada. Y desde el

^{91/} Norma Cuarta: Información y comunicación "Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno" publicada en el Diario Oficial de la Federación el 03 de noviembre de 2016.

^{92/} Sistema de Información de Energía. Consultada: mayo de 2018. Disponible en: sie.energia.gob.mx.

punto de vista de los grupos de interés separa la información para el público en general, para los integrantes de la industria eléctrica y para las autoridades del MEM.^{93/}

El SNIARN está a cargo de la SEMARNAT y se consolidó a partir de 2005.^{94/} El sistema se integra por un conjunto de bases de datos estadísticos, cartográficos y documentales que recopilan, organizan y difunden la información acerca del ambiente y los recursos naturales del país. La información que se ingresa en este sistema se puede clasificar por temas, permitiendo la identificación del tipo de datos que se requiera consultar. En el tema de energía, se observa información sobre infraestructura, medios de generación, capacidad de operación instalada, el consumo de combustibles para la producción de energía eléctrica, etcétera. En materia de impacto ambiental, contiene información respecto del número de proyectos ingresados y atendidos bajo el procedimiento de evaluación de impacto ambiental por tipo de obra o actividad, mismos que incluyen los relacionados con el sector energético; no obstante, no contiene información respecto de los efectos que la identificación de ese número de proyectos ha tenido en la reducción de los efectos ambientales derivados de la industria eléctrica.^{95/}

Para conocer la confiabilidad de esos sistemas, se analizaron los resultados de cuatro auditorías de desempeño realizadas por la ASF en la materia. En la auditoría 340 “Diversificación de Fuentes de Energía Eléctrica”, de la Cuenta Pública 2014, se determinó que el diseño del sistema de control interno de la SENER y de la CFE proporcionó una seguridad razonable en el logro de los objetivos y metas institucionales, ya que dispusieron de requerimientos de información definidos por grupos de interés, flujos identificados de información externa e interna y mecanismos necesarios para el registro y generación de información clara, confiable, oportuna y suficiente que establece la cuarta norma.

En la auditoría 432 “Operación del Mercado Eléctrico Mayorista”, Cuenta Pública 2016, se identificó que en la evaluación del Control Interno de la SENER y el CENACE se contó con el Sistema de Información Energética, que contiene información del Sector; el Sistema de Control de Gestión

^{93/} Bravo Villanueva, Gustavo y Gutiérrez Zúñiga Neyda D. Sistema de Información del Mercado, Boletín IIE, 2016.

^{94/} Los primeros indicadores formales y sistemáticos, en la materia ambiental se realizaron en 1993, los cuales, se fueron actualizando de acuerdo a los avances y las experiencias en este tipo de iniciativas de algunos países y organismos internacionales que habían mostrado avances significativos en la materia.
FUENTE: Sistema Nacional de Indicadores Ambientales, SEMARNAT, disponible en http://apps1.semarnat.gob.mx/dgeia/indicadores13/conjuntob/00_conjunto/marco_conceptual3.html.

^{95/} Sistema Nacional de Información Ambiental y de Recursos. Consultada en mayo de 2018. Disponible en: <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/sistema-nacional-de-informacion-ambiental-y-de-recursos-naturales>.

de Documentos "Pegasus", que le permitió registrar y atender información de solicitantes gubernamentales y de los ciudadanos; el Prontuario del Sector Energético, que ofreció un panorama general del sector eléctrico, y el Balance Nacional de Energía, que proporcionó información de las políticas públicas y de la estimación del desempeño del sector.

En cuanto al CENACE, se verificó que coordinó las acciones para cargar los datos en el Portal de Obligaciones de Transparencia, así como para generar información clara, confiable y oportuna por medio de la Plataforma Nacional de Transparencia, y llevó el registro de lo relevante del Mercado Eléctrico Mayorista mediante el Sistema de Información de Mercado.

Por lo que respecta al sistema de información de medio ambiente, en la Auditoría 134 "Mitigación del cambio climático", realizada por la ASF en la Cuenta Pública 2014, se identificó que la SEMARNAT no acreditó la oportunidad, suficiencia y confiabilidad de la información que ahí se reporta; asimismo, en la Auditoría 448 "Normatividad Ambiental e Instrumentos de Fomento para el Desarrollo Sustentable" de la Cuenta Pública 2015, se identificó que el sistema de control interno de la SEMARNAT no garantizó la generación de información suficiente, confiable y oportuna para la toma de decisiones sobre el cumplimiento de los objetivos y metas.

De lo anterior, se destacó que la SENER, la CRE y el CENACE cuentan con sistemas de información y control que tienen una seguridad razonable; no obstante, la información respecto de la protección ambiental, a cargo de la SEMARNAT, no acreditó el cumplimiento de los criterios de confiabilidad.

En conclusión, los documentos de rendición de cuentas permiten conocer los avances de la conducción respecto de la regulación emitida y la supervisión de la misma, así como la evolución de la operación de la industria eléctrica; no obstante, aun cuando los entes responsables de la política cuentan con sistemas para la generación de información, se carece de elementos para conocer lo correspondiente a los recursos que se integran al FSUE, el impacto ambiental por las actividades de la industria eléctrica y que la CFE sea rentable y genere valor económico por la CFE.

1.3 Epítome capitular

El Gobierno Federal identificó que el problema público que motivó la Reforma Energética en materia de electricidad en 2013 es la existencia de rezagos en la inversión que generan elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y

urbanas marginadas) e impiden que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país, debido a que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se desarrolla bajo principios de libre competencia y competencia, lo cual se explica por las deficiencias en la conducción, regulación-supervisión y operación del sector eléctrico nacional, lo que podría significar un riesgo de que la oferta de energía eléctrica no sea suficiente para atender la demanda del país; además de que implicaría un freno a la economía nacional con efectos en la generación de empleos.

Del análisis se concluyó que el problema público a resolver se sustentó en diagnósticos que permitieron establecer la ruta crítica para llevar a cabo la implementación de la reforma, al respecto, se incluye un escenario base que permitirá medir la evolución de las variables objeto de la intervención, con excepción de los parámetros ambientales, y la rentabilidad y generación de valor económico por la CFE.

Es importante mencionar que, mediante la conducción, regulación-supervisión y operación del sector eléctrico nacional, el Estado pretende dar atención al problema descrito, por medio de la SENER, la SHCP, la SEMARNAT, la CRE, el CENACE, la PROFEPA y la CFE, con base en el diseño que se describe a continuación.

La ASF consideró que, en términos generales, el diseño de la Reforma Energética en materia de electricidad es consistente con los objetivos definidos, y se evaluó en los términos siguientes: a) programático-presupuestal; b) normativo-institucional; c) ejecución, y d) rendición de cuentas.

a) Programático-presupuestal

El primer elemento dentro del análisis del diseño es la identificación de los objetivos establecidos en los documentos de planeación nacional y sectorial, así como su asignación presupuestal.

Con alineación de los objetivos, estrategias y líneas de acción definidas en los programas de planeación nacional y sectorial del periodo 2013-2018, así como la exposición de motivos de la reforma energética, se identificó el objetivo central de la política, con el que se pretende dar atención a la problemática definida, en términos de incrementar la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y permitir que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país, por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia.

En esos documentos de planeación se identificaron los medios establecidos para atender dicho objetivo, mediante la conducción, regulación-supervisión, y operación, así como los fines relativos al incremento de la inversión (pública y privada), lo cual se espera tenga efectos en la generación de energía para atender la demanda del sector; además de contribuir al desarrollo económico nacional y las implicaciones en la generación de empleos, sin que para esto último se señalen de manera clara los medios para lograrlo.

Una vez que se conocen los objetivos y estrategias producto de la Reforma Energética en materia de electricidad, se analizó la asignación presupuestal para cada uno de los componentes de la implementación, donde se identificaron 25 programas presupuestarios a cargo de la SENER, la CRE, el CENACE y la CFE. Los objetivos de esos programas guardan consistencia con los componentes de la política, con excepción de lo referente a la regulación-supervisión del sector, en términos de agilizar el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias (CEL) y supervisar el cumplimiento de las obligaciones correspondientes. Además, los objetivos relacionados con la operación no se orientan a la mejora financiera de CFE; no obstante, en el apartado de implementación se analiza el comportamiento de las principales razones financieras relacionadas con liquidez, rentabilidad y generación de valor económico, cuyos resultados se retomaron para analizar el cumplimiento de los objetivos de ser rentable y generar valor económico.

Del total de programas se identificó que dos (R584 y R585) no contaron con MIR, ya que están exentos de elaborarla, y dos más (E555 y P553) no la habían elaborado de 2016 a 2017, debido al proceso de transformación de la reforma; respecto de los programas que sí contaron con la MIR, se observó que los indicadores se orientaron a medir la optimización del Sistema Eléctrico Nacional, la utilización de fuentes limpias y renovables para la generación de electricidad, promoviendo la eficiencia energética y la responsabilidad social y ambiental; así como a la expansión de la infraestructura eléctrica. No obstante, no se contó con indicadores para evaluar la supervisión del MEM y el SEN, ni para conocer el impacto de la utilización de energías limpias y renovables.

Con base en lo anterior, se considera que aun cuando los programas están alineados a la planeación nacional y sectorial, no cuentan con indicadores suficientes para medir, en su totalidad, la atención de los objetivos de la reforma.

Por lo que se refiere al ejercicio de los recursos, durante el periodo 2013-2017, se presentó una tasa negativa del 4.8%, en promedio anual, al pasar de 399,201.4 a 327,759.1 millones de pesos, lo cual es consistente con el objetivo de la reforma, permitiendo la liberación de recursos públicos; en total, se ejercieron 1,885,513.4 millones de pesos, de los cuales, el 90.3% (1,702,607.9 millones de pesos) correspondieron al componente de operación, el 9.4% (176,561.1 millones de pesos) para conducción y el 0.3% (6,344.4 millones de pesos) para la regulación-supervisión.

Cabe destacar que de los recursos totales ejercidos en conducción, 171,004.7 millones de pesos correspondieron al 99.4% de los 172,093.0 millones de pesos ejercidos en 2016, mediante el programa P002 “Coordinación de la política energética en electricidad” con el cual la SENER apoyó a la CFE para su reorganización institucional y el pago de pasivos laborales, pese a que el programa corresponde a la categoría de planeación, seguimiento y evaluación de políticas públicas, los cuales se dirigen al desarrollo de programas y formulación, diseño, ejecución y evaluación de las políticas públicas y sus estrategias, así como para diseñar la implantación y operación de los programas y dar seguimiento a su cumplimiento, por lo que la ASF considera que el ejercicio de los recursos no fue congruente con el objetivo de la clasificación presupuestaria.

b) Normativo-institucional

El diseño normativo-institucional establecido a partir de la reforma considera los factores causales de la problemática que motivó la intervención y los objetivos relativos a promover el incremento en la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental y alcanzar la cobertura universal, por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia. Asimismo, permitió asignar obligaciones y atribuciones a cada uno de los ejecutores de la Reforma Energética en materia de electricidad, como se señala a continuación:

- Para la conducción se cuenta con la SENER como responsable de las estrategias, programas y acciones en la materia; con la SHCP para fijar los precios para los usuarios domésticos y de bajo consumo y la SEMARNAT para asegurar el establecimiento de estrategias encaminadas al cuidado ambiental.
- Para la regulación-supervisión, la SENER en coordinación con la CRE y el CENACE garantizan el control operativo del SEN; el manejo del mercado eléctrico mayorista; el acceso abierto a la red nacional de transmisión y las redes generales de distribución. Asimismo, la SEMARNAT y la

PROFEPA supervisan el cumplimiento de la normativa ambiental y coadyuvan a la transición del uso de energías limpias para la generación de electricidad, a fin de disminuir el impacto negativo en el medio ambiente.

- Para la operación, se establecieron las reglas para que la CFE (empresas subsidiarias, filiales y una unidad de negocios) compitiera en condiciones de igualdad en el mercado eléctrico, fomentando su eficiencia en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización (suministro), con objeto de obtener rentabilidad y generar valor económico para el Estado.

La reforma transformó a la CFE en una empresa productiva del Estado y definió los términos y condiciones para su reorganización institucional mediante la separación legal y financiera de los procesos operacionales de la comisión, por lo que actualmente se compone de nueve subsidiarias, cuatro filiales y una unidad de negocios. Asimismo, se consideró la creación de un Fondo de Servicio Universal Eléctrico, para financiar la electrificación en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.

c) Ejecución

El diseño de ejecución incluyó el análisis de los procesos de conducción, regulación-supervisión y operación de la política energética en materia de electricidad, y se determinó que la forma en la que se diseñó la implementación de la reforma energética guarda consistencia con sus objetivos.

Los ejecutores de la política pública cuentan con la estructura institucional, atribuciones y mecanismos para promover el incremento en la inversión en el sector que permita reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental y alcanzar la cobertura universal, por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia.

d) Rendición de cuentas

El análisis de los documentos de rendición de cuentas permite conocer los avances de la conducción respecto de la regulación emitida y supervisión de la misma, así como la evolución en la operación de la industria eléctrica. Se identificó que la SENER, la CRE y el CENACE cuentan con sistemas de información y control; no obstante, se carece de los elementos para conocer el

impacto del uso de energías limpias en la generación de electricidad, así como los recursos que integran al FSUE y de datos que permitan determinar la contribución en la generación de empleos, y el crecimiento económico del país. Asimismo, se identificó que el sistema de información de la SEMARNAT no cuenta con mecanismos para asegurar los criterios para la generación de información confiable, en términos de calidad y contenido.

En el capítulo siguiente, se analiza la implementación de las acciones de los ejecutores de la política pública relativas a la conducción, regulación-supervisión y operación.

2. Implementación de la política pública

2. Implementación

La política pública de energía en materia de electricidad del periodo 2013-2016 tiene como objetivo incrementar la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y permitir que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país; por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre competencia y competencia, todo lo anterior mediante la implementación de las estrategias de conducción, regulación-supervisión y operación, como se mencionó en el apartado diseño programático-presupuestal.

En este apartado se analizan los avances en la implementación de las estrategias que con las que se pretende dar cumplimiento a las disposiciones establecidas en el diseño de la política pública de electricidad.

2.1. Conducción

Uno de los factores causales del problema público que dio pie a la intervención gubernamental se refiere a la inadecuada conducción de la política, lo que derivó en una inapropiada planeación en la operación del Sistema Eléctrico Nacional, la ausencia de un mercado eléctrico competitivo, inestabilidad en los precios a los usuarios comerciales e industriales; así como, condiciones para el uso de energías limpias y gas natural, y la falta de recursos para electrificar las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas del país.

Para atender los factores causales en materia de conducción de la política pública, se propuso como objetivo mejorar el diseño del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista, con lo cual se incrementa la inversión privada para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, ampliación, modernización, vigilancia y conservación de la infraestructura para transmitir y distribuir energía eléctrica. Por lo tanto, se planeó aprovechar la tecnología y experiencia de las empresas que han aplicado prácticas que permiten reducir costos de operación y las pérdidas de energía y, así, contar con un mayor abasto a mejores precios.

Para la implementación de los objetivos y estrategias señaladas por el Gobierno Federal, en atención al problema de conducción de la política, durante el periodo 2013-2017, se ejercieron 176,561.1 millones de pesos que fueron asignados a la SENER, en el periodo se observó una tasa media de crecimiento anual del 4.0%, toda vez que en 2013 se ejercieron 1,221.4 millones de pesos y en 2017 fueron 1,037.4. ^{96/}

De acuerdo con los cambios estructurales de 2013, la conducción del sector eléctrico, está a cargo de tres Secretarías de Estado; Energía (SENER), encargada de diseñar el SEN y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), de la creación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), y en coordinación con la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), define los instrumentos para transitar al uso de fuentes limpias para la generación; finalmente, la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) está facultada para determinar las tarifas del sector para usuarios domésticos y de bajo consumo, diferentes a las establecidas por la CRE. A continuación, se presenta el análisis de dichas actividades.

a) Diseño del Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

El Programa de Obras e Infraestructura del Sector Eléctrico (POISE) ^{97/} fue un documento elaborado por la CFE y aprobado por la SENER, actualizado y publicado anualmente hasta 2014, después de las modificaciones de la política en 2013, sirvió de referencia para la elaboración del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), el cual se abordará más adelante. Las principales diferencias entre los programas base para la planeación del SEN se muestran a continuación:

^{96/} Es importante señalar que, de los 176,561.1 millones de pesos del presupuesto de conducción, 171,004.7 millones, el 99.4% de los 172,093.0 millones de pesos del programa P002 "Coordinación de la implementación de la política energética y de las entidades del Sector Eléctrico", a cargo de la SENER, se destinaron a la CFE para el pago de pensiones y jubilaciones. No obstante, la función para la que se erogó no corresponde con los objetivos del programa ni se indica en su MIR que el recurso estuviese dirigido a aportaciones a la CFE, como se detalla en el diseño programático-presupuestal de esta evaluación.

^{97/} El POISE fue un referente para la toma de decisiones de los integrantes de la industria eléctrica en el país, ya que, contenía la evolución del mercado eléctrico y la expansión de la generación y transmisión para atender la demanda eléctrica, además de los programas de inversión en donde detallaban los recursos que eran necesarios para las actividades de generación, transmisión y distribución.

PRINCIPALES CAMBIOS EN LA PLANEACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO NACIONAL

Programa de Obras e Inversión del Sector Eléctrico (POISE)		Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional (PRODESEN)
Lo elaboraba la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y era aprobado por la Secretaría de Energía (SENER).		Elaborado por la Secretaría de Energía en coordinación con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
El CENACE era una subdirección de CFE que dirigía y coordinaba la operación del SEN; asimismo, instauraba programas en coordinación con la Comisión Nacional del Agua para el almacenamiento hidráulico y el uso de agua en centrales hidroeléctricas.		El CENACE, transportistas y distribuidores participan en la elaboración de los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución, cuyos aspectos generales se incluyen en el PRODESEN.
La CRE proporcionaba información sobre generación de electricidad.		La CRE emite su opinión ante la SENER sobre los programas de Ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.
Incluía obras públicas		Incluye obras públicas y privadas.
La CFE ejercía un monopolio en el sector, realizaba todas las actividades que comprende el servicio público eléctrico.		La CFE pasa a ser un participante del mercado, se abre el sector eléctrico a la inversión privada en materia de generación y comercialización fomentando así, la competencia y libre concurrencia.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), el Reglamento de la LIE, el Reglamento de la LSPEE, el POISE 2014-2028, el PRODESEN 2015-2029 y el Manual General de Organización del CENACE.

Con la transformación estructural, el sector eléctrico pasó de ser controlado y operado por la CFE a ser un sistema abierto, en donde las actividades que son responsabilidad del Estado quedaron a cargo de cuatro entidades: la SENER como coordinador, la CRE y el CENACE como reguladores, y la CFE como operador. Esta última también pasó a ser un participante del mercado; con esto, las actividades que antes eran exclusivas de la CFE corporativo quedaron divididas en empresas subsidiarias, como se abordará más adelante.

Como parte de los cambios estructurales llevados a cabo en 2013, se publicó la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en la que se estableció que los elementos que integrarían al Sistema Eléctrico Nacional serían: a) la Red Nacional de Transmisión; b) las Redes Generales de Distribución; c) las

Centrales Eléctricas que entregan energía a la RNT o a las RGD, y d) Los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del SEN.

Con base en lo anterior, el Sistema Eléctrico Nacional se definió como el “conjunto de instalaciones destinadas a la Generación, Transmisión, Distribución y venta de energía eléctrica de servicio público en toda la República, estén o no interconectadas”.^{98/} Su organización quedó a cargo de la Secretaría de Energía, por medio del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional, documento que surge en 2015 como un instrumento que contiene la planificación del SEN, en lo que respecta a las actividades de generación, transmisión y distribución.^{99/}

El proceso para elaborar el programa consiste en la coordinación de la SENER con el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y con la Comisión Reguladora de Energía (CRE). El CENACE es el responsable de elaborar y proponer a la SENER y a la CRE para su autorización y opinión, respectivamente, los Programas de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión (PAMRNT) y de las Redes Generales de Distribución (PAMRDG) que correspondan al Mercado Eléctrico Mayorista. La CRE emite su opinión a la SENER en los siguientes treinta días hábiles contando a partir de la recepción de los programas, y esta última, en su caso, los autoriza dentro de otro plazo igual a partir de la recepción de la opinión de la CRE.

Una vez autorizados, el PAMRNT y el PAMRGD son publicados diez días hábiles después, los elementos relevantes de dichos programas se incluyen en el PRODESEN y este último se publica de manera anual en el mes de mayo.^{100/} El PRODESEN y los programas que en él se incluyen tienen una proyección de quince años, no obstante, son actualizados anualmente.^{101/}

Con el nuevo diseño del SEN, a partir de la elaboración del PRODESEN, se abre el sector eléctrico a la inversión privada, en las actividades de generación. Asimismo, en los programas de ampliación y modernización se incluyen las obras que son necesarias para minimizar los costos de prestación

^{98/} Sistema de Información de Energía, Disponible en: sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf, fecha de consulta: 25 de septiembre de 2018.

^{99/} Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2018-2032. Pág. 1

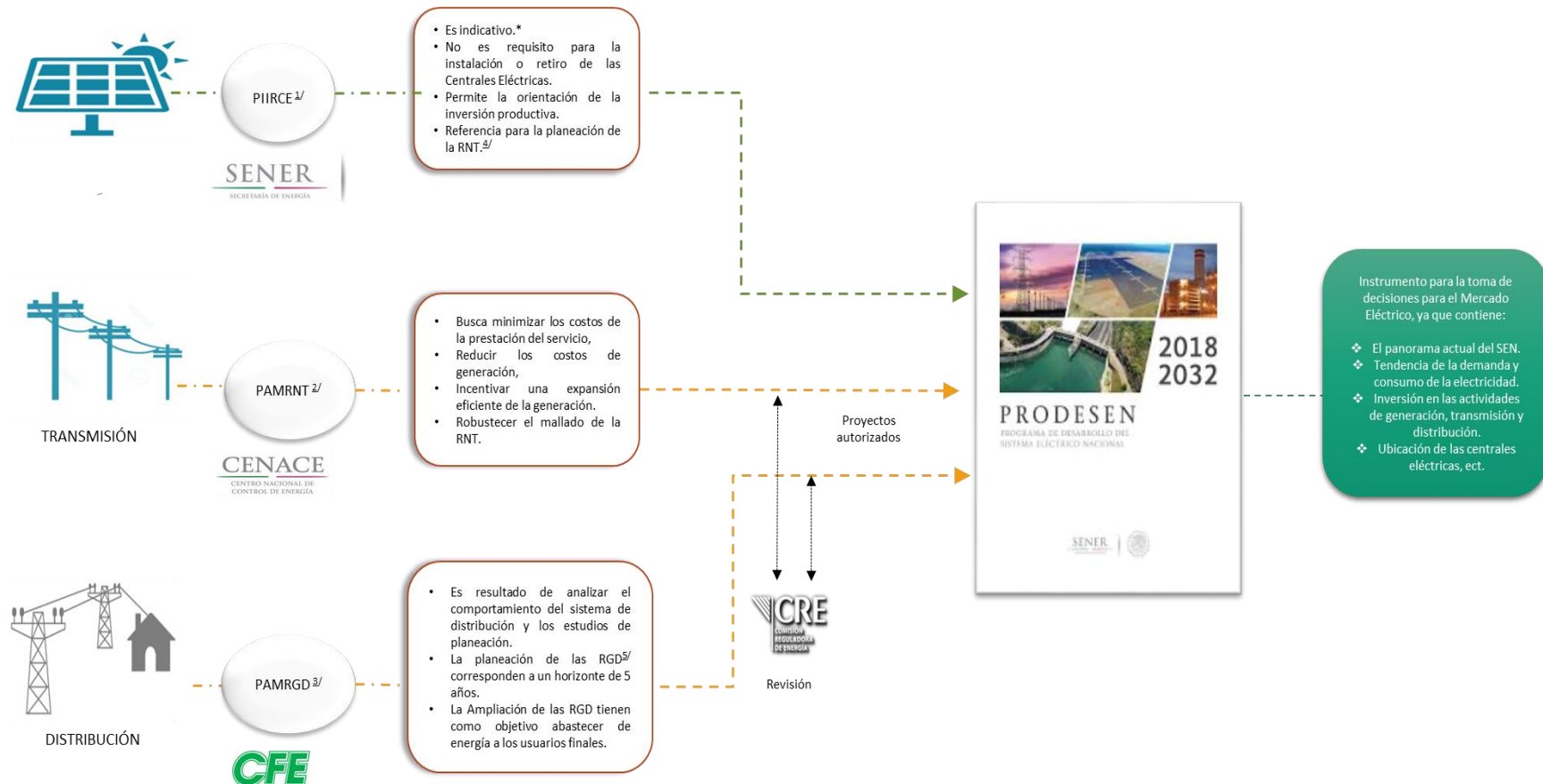
^{100/} Artículo 9, Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica.

^{101/} A julio de 2018, se han publicado cuatro programas correspondientes a los periodos 2015-2029, 2016-2030, 2017-2031 y 2018-2032.

del servicio y de producción e incentivar una expansión eficiente de la generación, bajo los criterios de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad de la red.

El PRODESEN contiene los elementos relevantes del Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas (PIIRCE) y del PAMRNT y del PAMRDG, como se muestra en el esquema siguiente:

PLANEACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por la SENER, el PRODESEN 2018-2032 y la Ley de la Industria Eléctrica.

* Establece de forma indicativa los requerimientos de capacidad de generación para satisfacer la demanda del SEN y avanzar en los objetivos de energías limpias.

1/ Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de las Centrales Eléctricas.

2/ Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión.

3/ Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.

4/ Red Nacional de Transmisión.

5/ Redes Generales de Distribución.

De acuerdo con lo anterior, la SENER atiende su obligación de conducir la política pública de energía, al diseñar el SEN a partir de la elaboración, coordinación, actualización, operación y publicación del Programa de Desarrollo del Sector Eléctrico Nacional y los programas que en él se incluyen, mediante el cual se ha definido el panorama actual y prospectivas del Sistema Eléctrico Nacional, lo que representa un insumo relevante para la toma de decisiones para el nuevo Mercado Eléctrico, el cual se aborda más adelante. ^{102/}

Con las modificaciones de 2013, se pretendió fortalecer a la CFE, reducir los costos de generación, incentivar la inversión, impulsar la presencia de las energías limpias y alcanzar el acceso universal al servicio, por lo tanto, las actividades de generación y comercialización del sector sufren adecuaciones en su regulación a fin de permitir que participen, con sus particularidades, los privados, reservando al Estado la transmisión y distribución. Con base en lo anterior, se creó el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), donde los privados tienen la posibilidad de participar en la compraventa de energía, como se muestra en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la CFE.

En este sentido, el MEM se definió como: un mercado operado por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) en donde, los participantes compran o venden energía eléctrica, Potencia,

^{102/} Hasta 2013, la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica en sus artículos 27 y 1°, respectivamente, establecían, que "le corresponde exclusivamente a la Nación generar, conducir, transformar, distribuir y abastecer energía eléctrica [...]". No obstante, después de varias modificaciones, en 1992, la Ley del Servicio Público de Energía, permitió la entrada de privados a la generación bajo las modalidades de autoabastecimiento, cogeneración y pequeña producción, así como para venta a Comisión Federal de Electricidad (CFE), reservando para el Estado la prestación del servicio público, lo que limitaba la entrada de inversión privada al sector.

Certificados de Energías Limpias, Servicios Conexos ^{103/} y cualquier otro Producto Asociado; ^{104/} la regulación y mecanismos específicos se abordan en el apartado de regulación.

Es importante destacar que por lo que hace a la SEMARNAT, esta dependencia es la conductora de la política ambiental del país; no obstante, en la reforma energética no se modificó dicha política, por lo que se observa que las estrategias de energías limpias únicamente se alinean a la política ya existente; por tanto, el análisis de los instrumentos regulatorios de la política ambiental se presenta en el apartado regulación y supervisión.

b) Determinación de las tarifas para los usuarios domésticos y de bajo consumo

Antes de diciembre de 2013, le correspondía a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), en coordinación con las Secretarías de Energía y Economía y a propuesta de la Comisión Federal de Electricidad, fijar las tarifas del servicio eléctrico, su ajuste o reestructuración. ^{105/}

Con las modificaciones constitucionales en materia de electricidad de 2013, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) adquiere la facultad para implementar las metodologías para calcular y ajustar las tarifas reguladas, las tarifas máximas de los suministradores de último recurso y las tarifas finales de suministro básico; no obstante, se especificó que el Ejecutivo Federal, mediante Acuerdo, podrá determinar un mecanismo distinto para la fijación aplicable a determinados grupos de usuarios de suministro básico, las cuales tendrán vigencia hasta que la CRE emita la regulación que las sustituya.

Con base en lo anterior, el 1 de enero de 2015 se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el Acuerdo mediante el cual se autorizó que la SHCP estableciera las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a los usuarios domésticos; así como, el Acuerdo 015/2014 por el que se establecieron las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, los cuales tuvieron vigencia al 31 de diciembre de ese año.

^{103/} Con base en el artículo 3, fracción XLIII de la LIE los servicios conexos son los servicios vinculados a la operación de SEN y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad, entre los que se incluyen: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, definidos en las reglas del mercado.

^{104/} Artículo 3°, fracción XXXI de la LIE los productos asociados son productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre las que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado.

^{105/} Artículo 31, Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (abrogada) y 47 de su Reglamento.

Posteriormente, el 30 de diciembre de 2015 se publicaron en el DOF los Acuerdos que sustituyeron a los anteriores, autorizando nuevamente a la SHCP para que determinara los mecanismos de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, los cuales entraron en vigor el 1° de enero de 2016.

El 23 de noviembre de 2017, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), mediante el acuerdo A/058/2017, expidió la metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales de operación, que aplicarán a la empresa productiva subsidiaria CFE Suministrador de servicios básicos en el periodo que comprende del 1° de diciembre de 2017 al 31 de diciembre de 2018.

Sin embargo, el 30 de noviembre, se publicaron los acuerdos que abrogaron los de 2015, por los cuales se reiteraba la facultad de Hacienda de establecer un mecanismo diferente al de la CRE para la fijación de tarifas en el suministro básico. Con base en esto, la SHCP publicó ese mismo día en el DOF los acuerdos 123/2017, 124/2017, 125/2017, por los cuales se autorizaban las tarifas finales de suministro básico a usuarios domésticos, agrícolas (de baja tensión) y acuícolas, respectivamente. Dichos acuerdos entraron en vigor en el 1° de diciembre de 2017 y están vigentes a la fecha; se estima que en 2019 la CRE emita las nuevas metodologías para las tarifas que regula. Por lo anterior, la SHCP continúa ejerciendo la facultad de fijar las tarifas a usuarios domésticos y de bajo consumo. ^{106/}

c) Conclusión

Para atender la obligación del diseño del Sistema Eléctrico Nacional y del Mercado Eléctrico Mayorista, la Secretaría de Energía elaboró el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional a partir de los aspectos que consideró relevantes para la ampliación y modernización de las RTN y la RGD, así como de la infraestructura para los procesos de producción. En este documento de programación se definió el panorama actual y las perspectivas del SEN, lo que representa un insumo relevante para la toma de decisiones en el sector eléctrico. Asimismo, se creó el Mercado Eléctrico Mayorista, el cual es operado por el CENACE y abre la posibilidad a la iniciativa privada de participar en la compraventa de energía, Certificados de Energía Limpia, servicios conexos y cualquier otro producto asociado.

^{106/} En el apartado de regulación de esta evaluación, se analiza con mayor profundidad lo establecido en los acuerdos mencionados.

En materia de tarifas domésticas y de bajo consumo, se emitieron Acuerdos en los que el Ejecutivo Federal determinó que la SHCP continuaría estableciendo las tarifas a usuarios de suministro básico; la última actualización se publicó el 1° de diciembre de 2017, y se mantienen vigentes hasta la fecha de elaboración de esta evaluación. Para 2019, la CRE definirá las nuevas metodologías para la fijación de tarifas que regula.

De acuerdo con lo anterior, en la planeación del sector eléctrico se definieron las responsabilidades específicas de cada una de las instituciones de la política, y el SEN pasó de ser controlado y operado por la CFE a ser un sistema en donde las actividades del Estado quedaron a cargo de cuatro entidades; la SENER como coordinador, la CRE y el CENACE como reguladores, y la CFE como operador. Esta última también pasó a ser un participante del mercado, con esto, las actividades que antes eran exclusivas de la CFE quedaron divididas, lo que ha permitido que el sector se abra a nuevos participantes bajo la regulación y operación de un responsable imparcial.

Asimismo, se observó que durante el periodo 2013-2017, la política ambiental del país no se modificó; no obstante, existe coherencia respecto del fomento a las energías limpias por lo que en el apartado siguiente se analizará la implementación de los instrumentos regulatorios ambientales a cargo de la SEMARNAT y la PROFEPA.

2.2. Regulación-Supervisión

El presente apartado tiene el objetivo de identificar las condiciones establecidas a partir de las modificaciones constitucionales de 2013 y la promulgación de los ordenamientos específicos a partir de 2014 por la CRE, para la operación y desarrollo del sector eléctrico por medio del SEN y el MEM, y su vinculación para atraer la inversión y la participación privada, así como la normativa ambiental, establecida por SEMARNAT y verificada por la PROFEPA, referente a contribuir en la transición al uso de fuentes limpias para la generación de electricidad y a la reducción del impacto ambiental como resultado de las actividades de la industria eléctrica.

Para la implementación en términos de regulación de la política, durante el periodo 2013-2017, se ejercieron 6,344.4 millones de pesos, mediante tres programas presupuestarios, uno a cargo de la CRE, para atender las deficiencias en el proceso regulatorio de otorgamiento de permisos, y dos del CENACE, para la falta de competencia en la operación del SEN.

En este sentido, la CRE ha definido la regulación para el sector eléctrico como se muestra a continuación:

REGULACIÓN EMITIDA POR LA CRE 2014-2018, NÚMERO DE NORMATIVAS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CRE relativa al total de regulación emitida a partir de 2013

Hasta 2017, se han emitido 80 instrumentos regulatorios relacionados con el sector eléctrico, de los cuales la mayor cantidad corresponde a las actividades de transmisión y distribución con 22 (27.5 %) documentos normativos, le siguen los transversales con 16 (20.0%) elementos, los relativos a generación con 14 (17.5%), los de suministro con 11 (13.7%), los relacionados a contribuir al uso de energías limpias con 6 (7.5%), los del funcionamiento y operación del MEM con 7 (8.8%), y por último los dirigidos a las actividades de los usuarios calificados con 4 (5.0%) instrumentos emitidos.

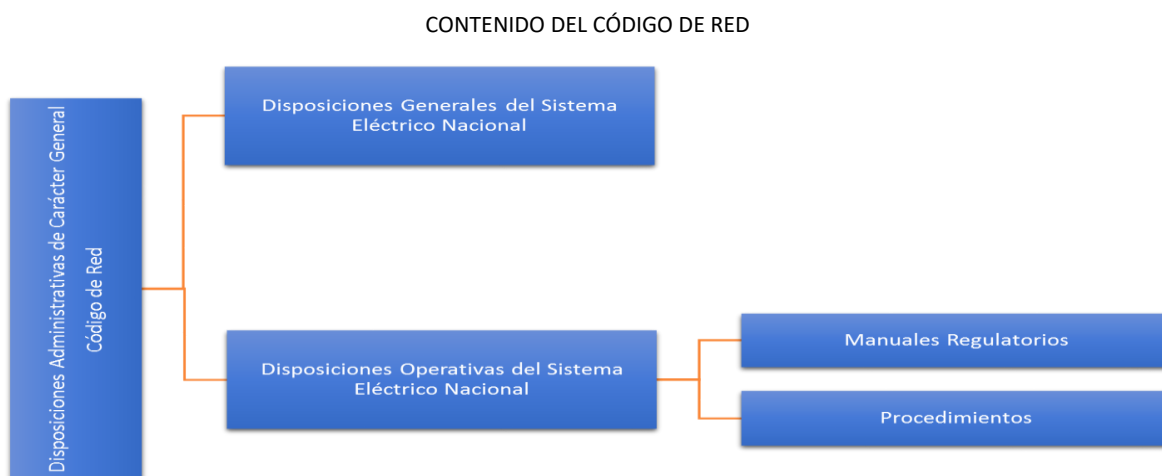
Con base en el universal de normativa descrito en el párrafo anterior, enseguida se abordarán los avances en la implementación de las estrategias de regulación y supervisión en términos de: 1) Sistema Eléctrico Nacional; 2) Mercado Eléctrico Mayorista; 3) Permisos para generación y suministro; 4) Tarifas para transmisión, distribución y operación; 5) Fondo de Servicio Universal Eléctrico, y 6) Regulación Ambiental.

2.2.1. Sistema Eléctrico Nacional

En primer lugar, se abordó la regulación que sirve de base para el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el cual se define como el conjunto integrado por la Red Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución, las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional

de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del SEN y demás elementos que determine la Secretaría de Energía.^{107/}

El 8 de abril de 2016, la CRE, como órgano regulador, expidió las Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional,^{108/} en las cuales se incluyeron las Disposiciones Administrativas de Carácter General, denominadas también "Código de Red", el cual contiene los requerimientos técnicos mínimos para el desarrollo eficiente de los procesos de planeación, medición, control operativo, control físico, acceso y uso de la infraestructura eléctrica del SEN. A continuación, se presenta la estructura de la normativa denominada Código de Red:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 8 de abril de 2016.

El Código de Red se compone por las Disposiciones Generales y Disposiciones Operativas del SEN que deben atender los Integrantes de la Industria Eléctrica, las primeras cuentan con prioridad jerárquica en el margen de la normativa en cuestión y establecen los lineamientos y reglas de carácter general, con el objetivo de que el SEN sea confiable; las segundas definen las reglas, requerimientos, instrucciones, directrices, y procedimientos de carácter específico, para que el SEN

^{107/} Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 3, Fracción XLIV.

^{108/} Antes de 2012, el Estado consideró que los rezagos en la inversión en el sector eléctrico influían directamente en el alza en las tarifas eléctricas, alto impacto ambiental e insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y urbanas marginadas del país); debido a que el SEN no se desarrolla bajo principios de libre competencia y competencia. Con el objetivo de atender dicha problemática, en 2013, se lleva a cabo la reforma estructural en el ramo, como resultado surge la Ley de la Industria Eléctrica, con lo cual se responsabiliza a la SENER para desarrollar la planeación del SEN, al CENACE para ejercer el control operativo del sistema y a la CRE para la expedición y aplicación de la regulación necesaria en materia de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN.

mantenga el suministro eléctrico dentro de los parámetros convenidos con los centros de carga.

^{109/}

Lo anterior, se basa en premisas enfocadas a operar y controlar el SEN conservando las condiciones óptimas de sus niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad; así como para contribuir al óptimo desempeño del SEN y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

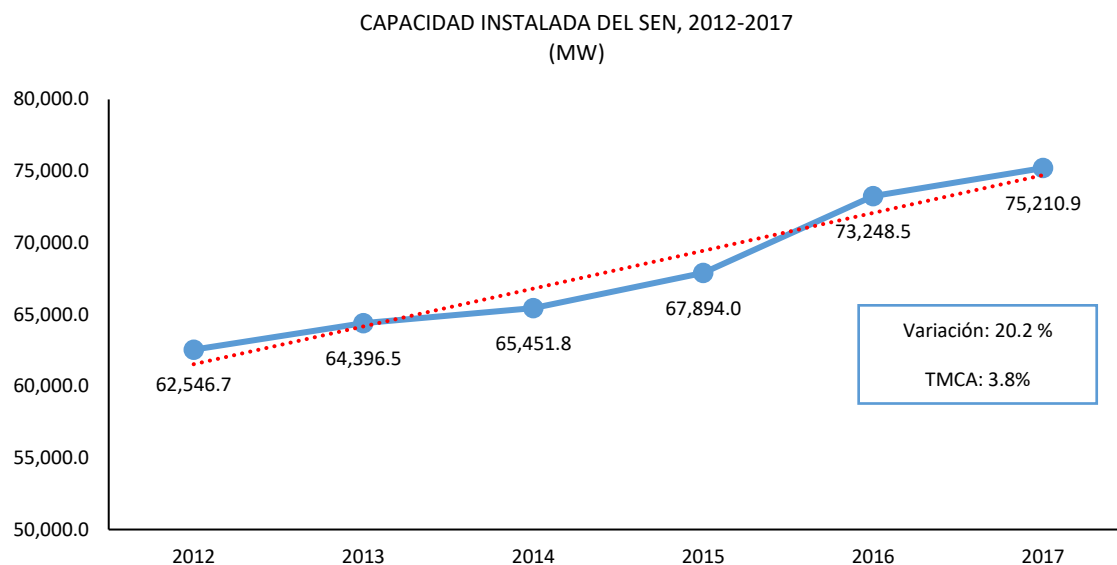
Con las modificaciones estructurales, el control operativo del SEN quedó en manos del CENACE, en su carácter de organismo público descentralizado; dicha actividad consiste en realizar estudios eléctricos, supervisar el funcionamiento de la red, controlar el voltaje y la frecuencia, asegurar el despacho de energía, realizar compras de potencia en casos de emergencia, establecer la coordinación con transportistas y distribuidores, entre otras.

Cabe mencionar que, antes de la reforma, al CENACE le correspondía, además, el control físico con actividades tales como maniobras de conexión y desconexión de equipo eléctrico, después del hito de 2013, esa responsabilidad se asignó a los transportistas y el CENACE sólo participa a petición y en casos extraordinarios.

De acuerdo con la SENER, a 2017, el SEN se conformó por cuatro sistemas eléctricos; ^{110/} además, cuenta con interconexiones con Estados Unidos, Guatemala y Belice; 507 subestaciones de potencia y 107,042.6 kilómetros de líneas para actividades de transmisión, así como 1,841 subestaciones, 1,469.4 miles de transformadores y 829,925 kilómetros de líneas de distribución. Con todo ello, de 2012 a 2017, la capacidad instalada se incrementó como se muestra en la gráfica siguiente:

^{109/} Premisas: a) controlar el SEN para maximizar el tiempo en que se mantenga dentro de sus límites técnicos definidos en las condiciones normales de operación; b) operar el SEN a fin de que sea capaz de soportar la contingencia sencilla más severa en condiciones normales de operación, sin incumplir las condiciones de suministro eléctrico; c) la infraestructura física del SEN debe estar protegida contra daños ocasionados por la operación, fuera de límites técnicos; d) un área eléctrica que haya sido aislada por la ocurrencia de un evento debe ser reintegrada de manera segura, eficiente y en el menor tiempo posible; e) la Ampliación y la Modernización de la infraestructura del SEN deben tener como objetivo la mejora continua de los niveles de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad; f) la interconexión de Centrales Eléctricas debe realizarse para mejorar los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN; g) la conexión de Centros de Carga al SEN no debe afectar negativamente los niveles de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad del SEN; h) los sistemas de información y comunicaciones que utiliza el SEN deben promover la eficiencia de la industria eléctrica y funcionar dentro de un marco de Interoperabilidad y Seguridad de la Información; y j) contribuir a mantener y mejorar el desempeño del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

^{110/} Sistema Interconectado Nacional (SIN), Sistema Eléctrico Baja California (BC), Sistema Eléctrico Baja California Sur (BCS) y Sistema Eléctrico Mulegé (SEM).



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Secretaría de Energía relacionada con las Centrales Eléctricas y la capacidad instalada por año.

Como lo muestra el gráfico, en el periodo de análisis, la capacidad instalada del SEN aumentó en 20.2%, al pasar de 62,546.7 MW en 2012 a 75,210.9 MW al cierre de 2017, con una tasa media de crecimiento anual del 3.8%, lo cual es acorde con la entrada de nuevos generadores particulares, que se impulsaron con la entrada en operación del MEM, en 2016. ^{111/}

En suma, las disposiciones emitidas para el control y operación del SEN designan al CENACE como responsable principal de dicha actividad; además, se fijaron elementos generales y operativos, que los involucrados deben atender para que, con ello, el sistema opere con eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, y se contribuya al óptimo desempeño del SEN y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A 2017, el SEN se conformó por cuatro sistemas eléctricos, cuenta con interconexiones con Estados Unidos, Guatemala y Belice; 507 subestaciones de potencia y 107,042.6 kilómetros de líneas para actividades de transmisión; así como 1,841 subestaciones, 1,469.4 miles de transformadores y 829,925 kilómetros de líneas para acciones de distribución, con lo cual, al cierre de 2017, se alcanzó una capacidad instalada total de 75,210.9 MW.

^{111/} Con la participación de los particulares, se esperaba el incremento de la capacidad de generación de energía eléctrica; sin embargo, no se identificó una meta específica del crecimiento estimado.

2.2.2. Mercado Eléctrico Mayorista

Con las modificaciones de 2013, se definió el diseño del MEM y los mercados que lo componen, por medio de las Bases del Mercado Eléctrico y por las Disposiciones Operativas que en su conjunto constituyen las Reglas del Mercado, cuya estructura se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico, publicado en el DOF el 8 de septiembre de 2015.

^{1/} Mercado Eléctrico Mayorista.

^{2/} Ley de la Industria Eléctrica.

Acorde con lo dispuesto en el artículo Tercero Transitorio de la LIE, éstas Reglas de Mercado se concluyeron el 20 de diciembre de 2017 y fueron emitidas, por primera vez por la SENER, y se integran por las Bases del Mercado formuladas desde 2015, ^{112/} 27 Manuales de Operación ^{113/} y una Guía Operativa. ^{114/} Posteriormente, será responsabilidad de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) emitirlas y establecer los mecanismos para la autorización, revisión, ajuste y actualización de

^{112/} Es el documento que contiene las disposiciones de mayor jerarquía dentro de las Reglas del Mercado. Establece los principios para el diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista a que se refiere la Ley de la Industria Eléctrica.

^{113/} El detalle se puede consultar en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ManualesMercado.aspx>

^{114/} Para consulta información particular: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/GuiasOperativas.aspx>

las Disposiciones Operativas del Mercado, o bien, podrá establecer que sea el CENACE, por medio de su consejo de administración o su director general, el que se encargará de dicha actividad. ^{115/}

De acuerdo con la LIE, en el funcionamiento del MEM, participan la Secretaría de Energía como encargada de revisar su desempeño, así como el CENACE, quien ejerce el control operativo del mercado. Por su parte, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) aprueba contratos, expide y aplica la regulación tarifaria de los servicios, otorga permisos de generación y suministro, vigila, y regula el MEM y a sus participantes, los cuales pueden ser personas físicas o morales que deseen competir en el mercado bajo las modalidades siguientes:

PARTICIPANTES DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA		
Participante del Mercado	Definición	
 Generador	Titular de uno o varios permisos para generar electricidad en centrales eléctricas, o bien, es aquel que actúa como representante de dichas centrales eléctricas.	
 Suministrador	Participante del mercado bajo la modalidad de: Suministrador Básico, Calificado o de Último Recurso, puede representar en el MEM a los Generadores Exentos, y debe proveer la totalidad de los requerimientos de los Centros de Carga que representa.	
 Comercializador No Suministrador	Participante del mercado que no presta el servicio de Suministro Eléctrico y no requiere permiso para llevar a cabo sus actividades de comercialización.	
 Usuario Calificado	Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir Suministro Eléctrico como participante del mercado o representado por un Suministrador de Servicios Calificados.	

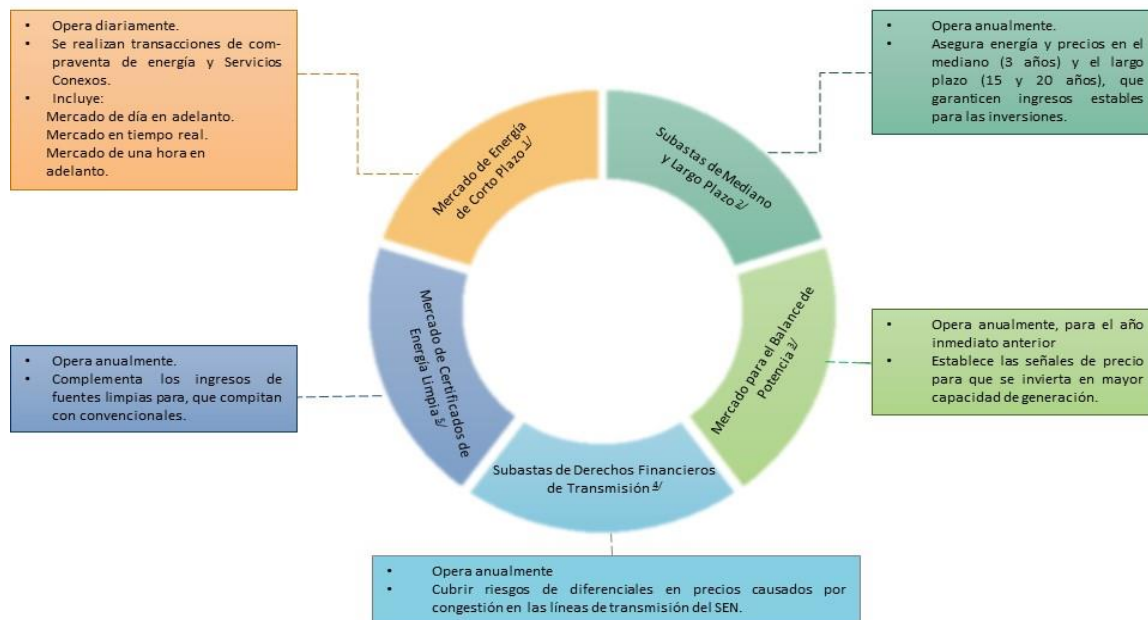
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el artículo 3 de la Industria Eléctrica (LIE) y los artículos 16 y 78 del Reglamento de la LIE.

Los participantes del mercado, dependiendo de la modalidad en que operen, representan a las Centrales Eléctricas o a los Centros de Carga en alguno de los siguientes componentes del MEM:

^{115/} Las reglas incluyen las bases de mercado en donde se enuncian los principios para el diseño de la operación del MEM, y las disposiciones operativas con los procedimientos para la realización de la compraventa de los productos; así como los requisitos y procedimientos que los participantes deberán cumplir en las transacciones que se realizan, por lo que son el cimiento del mercado eléctrico, el cual debe operar con base en las características físicas del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), procurando en todo momento la igualdad de condiciones para los participantes, promoviendo el desarrollo del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad.

Artículo 95, Ley de la Industria Eléctrica.

ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información remitida por la SENER relacionada con el Mercado Eléctrico Mayorista y con las Bases del Mercado Eléctrico.

^{1/} Inició operaciones en 2016, en enero en el Sistema Interconectado de Baja California y en el Sistema Interconectado Nacional, y en marzo en el Sistema Interconectado de Baja California Sur.

^{2/} 1ª Subasta de Largo Plazo en 2015 y 1ª Subasta de Mediano Plazo en 2017.

^{3/} Inició operaciones en febrero de 2017.

^{4/} Iniciará operación en 2019.

^{5/} Inició operación en 2018.

Por medio de estos componentes se busca promover la libre competencia y competencia en el sector eléctrico, ya que permiten la entrada de nuevos competidores a la industria y son la vía para atraer inversión que propicie la generación por medio de energías limpias y estabilidad en los precios. ^{116/}

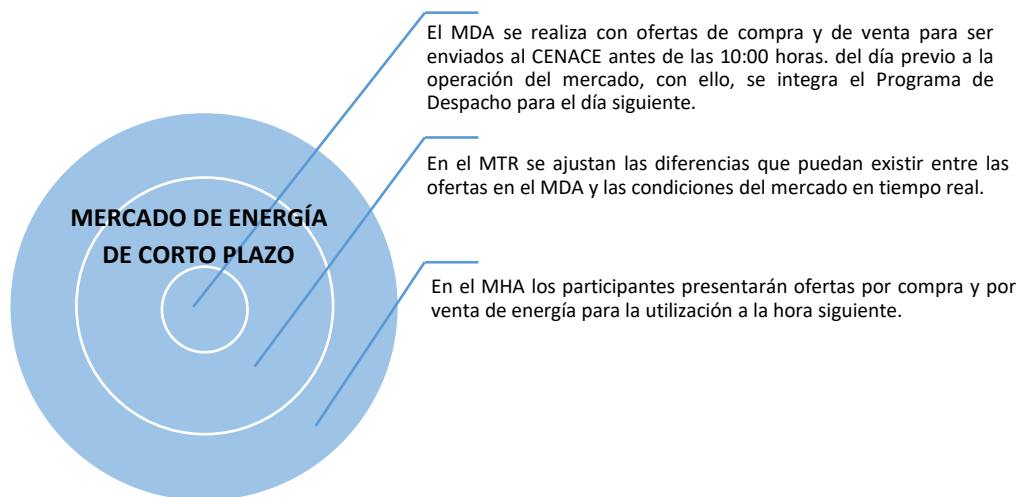
a) Mercado de energía de Corto Plazo

Como resultado de las modificaciones regulatorias a la política de electricidad en 2014, se implementó el MEM, uno de sus componentes es el Mercado de Energía de Corto Plazo, el cual opera diariamente y, a su vez, está compuesto por el Mercado de Día en Adelanto (MDA), Mercado de Tiempo Real (MTR) y el Mercado de Hora en Adelanto (MHA).

Las características de cada uno se muestran en el esquema siguiente:

^{116/} El Mercado Eléctrico Mayorista cuenta con un diseño y regulación para que, con su adecuada operación se propicie la participación privada en el sector. Los avances de la implementación del mercado y las transacciones que se han llevado a cabo a partir de su implementación se abordarán más adelante.

MERCADO DE CORTO PLAZO



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la SENER.

MDA: Mercado de Día de Adelanto.

MTR: Mercado Tiempo Real.

MHA: Mercado de Hora en Adelanto.

El Mercado de Energía de Corto Plazo opera diariamente, por medio de los tres elementos descritos en el esquema anterior, en primer lugar, el CENACE recibe y organiza las ofertas de energía, arranque y otros servicios conexos de las 10:00 hrs hasta las 17:00 hrs de cada día previo a la operación; con los resultados se optimiza el despacho de mínimo costo para las Unidades de Central Eléctrica y se constituye el Programa de Despacho para el siguiente. Posteriormente, si se presentan diferencias entre las ofertas plasmadas en el programa mencionado y las condiciones del mercado en tiempo real, por medio del MTR se realiza el ajuste respectivo. Cabe destacar que, de 2016 a 2018, sólo operaron los dos primeros (MDA y MTR).

Una vez en función, el CENACE efectúa el despacho de los generadores a razón de su costo de operación y disponibilidad, de modo que, la demanda programada se atiende con la energía proveniente de fuentes más baratas, las horas de mayor demanda requieren el uso de centrales más costosas. Con base en lo anterior, se define el Precio Marginal Local (PML) ^{117/} para realizar las transacciones de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista, los cuales son más bajos en regiones con acceso a generación y combustibles más económicos.

^{117/} El Precio Marginal Local (PML) se define como el precio de la energía eléctrica en un nodo determinado del Sistema Eléctrico Nacional para el un periodo definido, calculado de conformidad con las Reglas del Mercado y aplicable a las transacciones de energía eléctrica realizadas en el Mercado Eléctrico Mayorista". Ley de la Industria Eléctrica, artículo 3, fracción XXX.

El Mercado de Corto Plazo comprende el Mercado de Día en Adelanto y Mercado de Tiempo Real para los tres sistemas interconectados desde las siguientes fechas:

INICIO DE OPERACIÓN DEL MERCADO DE CORTO PLAZO EN
 LOS SISTEMAS DE INTERCONEXIÓN

Sistema	Fecha de implementación e inicio de operaciones	
	MDA	MTR
Nacional	28 de enero de 2016	27 de enero de 2017
Baja California	26 de enero de 2016	27 de enero de 2017
Baja California Sur	23 de marzo de 2016	27 de enero de 2017

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por el CENACE.
 MDA: Mercado de Día en Adelanto
 MTR: Mercado de Tiempo Real

El Mercado de Energía de Corto Plazo inició operaciones en 2016 por medio del MDA y en 2017 el MTR. A 2018 se encuentran 49 Participantes del Mercado en las diferentes modalidades realizando actividades en el MEM, 69 Participantes del Mercado con contrato firmado en diferentes modalidades y 59 solicitudes en proceso como candidatos a Participantes del Mercado.

En suma, el Mercado de Energía de Corto Plazo es un instrumento de optimización de corto plazo en el Mercado Eléctrico Mayorista, con el cual se promueve la participación y competencia de los generadores autorizados. Mediante el MDA se programa la oferta para atender la demanda cotidiana, y con el MTR se atienden las diferencias que llegan por salidas no previstas como fallas en generación, falta de combustible y congestión de la red; por lo tanto, es necesario para balancear la oferta y demanda real. Asimismo, este mecanismo permite definir PML con base los costos de operación y la disponibilidad garantizada.

b) Subastas de mediano y largo plazo

Con el fin de contribuir a la reducción de costos de generación y suministro de energía eléctrica, el Mercado Eléctrico Mayorista cuenta con un mecanismo denominado subastas, ^{118/} en el cual se asegura la energía y sus precios, para garantizar ingresos estables a los inversionistas. Existen dos tipos de subastas, las de mediano y las de largo plazo.

Mediano Plazo

En las subastas de este tipo se asignan contratos de cobertura eléctrica de tres años, para compra-venta de potencia y energía eléctrica, con el fin de que los participantes interesados cuenten con

^{118/} Las subastas tienen su sustento normativo en la Ley de la Industria Eléctrica, las Bases del Mercado Eléctrico, el Manual de Subastas y las bases de licitación emitidas por el CENACE.

condiciones de transparencia, con opciones competitivas para que los generadores emitan sus ofertas de venta de productos, sin arriesgar sus precios, y los suministradores expongan sus ofertas de compra para adquirir los productos que requieran, de acuerdo con sus necesidades.

En 2017, se realizó la convocatoria para la primera subasta de mediano plazo, que tuvo como resultado la firma de un contrato de compra-venta de potencia por una cantidad de 50MW/año a un precio de 7.5 millones de pesos por MW/año. El contrato se formalizó en abril de 2018 y culminará cuando las partes hayan cumplido las obligaciones establecidas en el mismo.

Largo Plazo

En este tipo de subastas se asignan contratos con una duración de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias, con el objetivo de vender energía en las zonas de generación, a fin de que los compradores asuman los riesgos de congestión. Con base en lo anterior, se pretende dar certidumbre de ingresos al generador y de precios al suministrador y a los usuarios. A 2018, se han realizado tres subastas de este tipo y los resultados se muestran a continuación:

RESULTADOS DE LAS SUBASTAS A LARGO PLAZO, 2015-2017

Subasta	Núm. de Contratos firmados	Precio promedio (Pesos constantes a 2017 MW/h)	Productos asignados		
			Potencia MW/año	Energía eléctrica MW/año	CEL
1ª 2015	18	835.4	0.0	5,402,880.5	5,380,911
2ª 2016	56	663.6	1,187.0	8,900,000.0	9,300,000
3ª 2017	19	389.0	592.6	5,492,575.2	5,952,575
Total	93	N.a.	1,779.6	19,795,455.7	20,633,486.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por el CENACE.
 N.a. No aplica.

Las subastas de largo plazo propician el fomento a la inversión y la competencia en la industria eléctrica, dado que se asegura la instalación de suficiente capacidad para cubrir el abasto de energía, fijando precios competitivos, los cuales, han disminuido en 53.4%, desde la primera hasta la tercera subasta de largo plazo, con precios competitivos a nivel mundial.

c) Mercado para el Balance de Potencia

Otro de los componentes del MEM, es el Mercado para el Balance de Potencia, el cual, de conformidad con las Bases del Mercado y su Manual correspondiente, inició operaciones en febrero 2017. Es un mercado anual y ex-post, que se lleva a cabo a más tardar en el mes de febrero de cada

año. Fue diseñado con el objeto de facilitar a sus participantes la compra - venta de Potencia, a fin de fomentar la instalación de capacidad de generación suficiente para asegurar la operación confiable del SEN; además, se establece el precio de acuerdo con las condiciones de escasez o superávit de la capacidad de generación en el SEN. Tiene como objetivo facilitar que las Entidades Responsables de Carga cumplan con la demanda de Potencia de los Centros de Carga.

La CRE estableció los requisitos para que cada Entidad Responsable de Carga (ERC) adquiriera una cantidad de Potencia suficiente para cubrir su demanda, más un margen de reserva. La compra de Potencia por cada ERC individual asegura que el sistema eléctrico, en su totalidad, cuente con suficiente capacidad de generación.

El Mercado para Balance de Potencia es operado por el CENACE para cada sistema interconectado, considerando las tres etapas siguientes: 1) preparación, toma alrededor de un mes, se calcula la Potencia Anual Acreditada (PAA) y el Requisito Anual de Potencia (RAP) para cada participante, y se les comunica la curva de oferta y demanda; así como, el precio máximo de Potencia; 2) realización o cierre, se efectúa en un día, máximo tres días consecutivos, uno por cada Sistema Interconectado. En esta etapa, el CENACE calcula para cada participante la Obligación Neta de Potencia (ONP), la Oferta de Compra de Potencia (OCP), la Oferta de Venta de Potencia (OVP), y en su caso, el monto del cargo para el Aseguramiento de Potencia que deberá cumplir, y 3) liquidación, se realiza una vez que el CENACE haya notificado a los participantes el Precio Neto de Potencia y la cantidad de Potencia que hayan vendido o adquirido, a fin de que puedan realizarse los cargos o abonos correspondientes.

El Mercado para el Balance de Potencia, opera anualmente por medio de las tres etapas descritas anteriormente. Durante este proceso se acredita la capacidad de generación de electricidad, así como, los precios en los que se realizarán las transacciones. La realización del mercado se lleva a cabo en un día y habrá uno para cada uno de los tres sistemas de interconexión en el país los cuales son: el Nacional, el de Baja California y el de Baja California Sur.

A 2018, el Mercado para el Balance de Potencia se ha ejecutado en dos ocasiones teniendo los resultados siguientes:

RESULTADOS DEL MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA 2016-2017
 (Ejecutados en febrero de 2017 y 2018)

ZP	TECNOLOGÍA	CAPACIDAD W		COSTOS FIJOS NIVELADOS Pesos/MW-año		IMTGR pesos/MW-año		PRECIO NETO DE POTENCIA Pesos/MW-año	
		2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017
SIN	Turbogás Industrial Gas	186.5	191.6	2,245,082.3	1,986,449.2	1,437,382.6	2,473,357.2	1,207,324.4	709,625.1
BCA	Turbogás Industrial Gas	186.5	191.6	1,857,699.3	1,605,831.2	377,550.7	245,737.4	2,507,456.4	594,112.2
BCS	Turbogás Aeroderivada Diésel	42.3	42.3	3,076,567.6	2,666,877.2	670,402.8	184,213.5	1,240,145.7	2,754,685.1

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por el Centro Nacional de Control de Energía.

ZP: Zona de Potencia

IMTGR: Ingresos del Mercado de Energía para la Tecnología de Referencia

MW: Megavatio

SIN: Sistema Interconectado Nacional

BCA: Baja California

BCS: Baja California Sur

Los resultados de las etapas de realización o cierre para el Balance de Potencia, correspondientes a los años de producción 2016 y 2017, muestran diferencias en los precios, las cuales pueden adjudicarse a distintos factores, entre las que destacan la variación en la disponibilidad de los recursos, la volatilidad de los precios del mercado de corto plazo, y las Transacciones Bilaterales de Potencia.

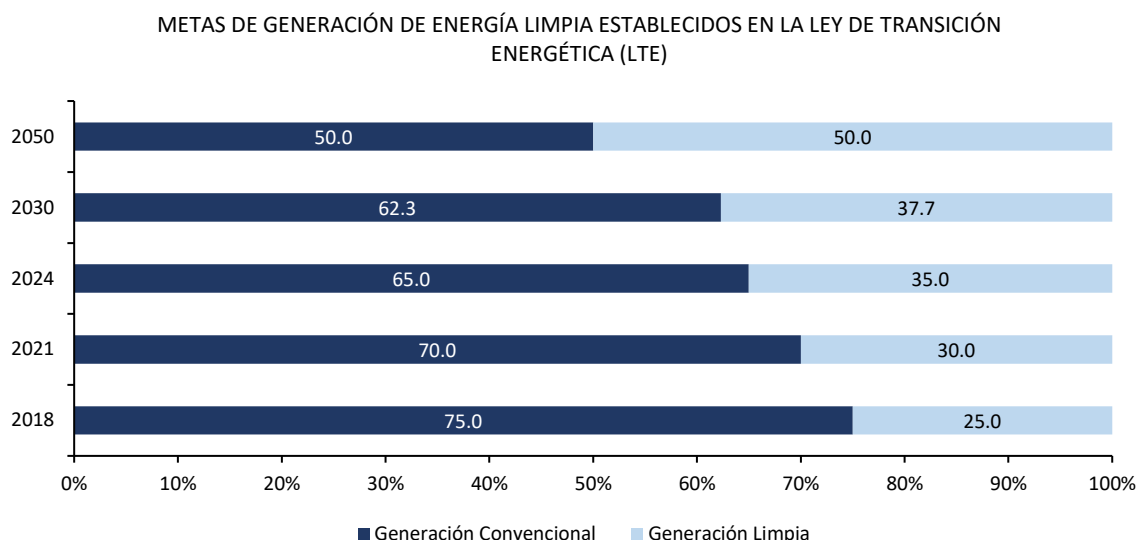
En suma, el Mercado para el Balance de Potencia, es un instrumento por el cual se calculan los precios de la Potencia, respondiendo a las condiciones de escasez o superávit; por lo tanto, cuando el sistema cuenta con menor capacidad de generación, el precio de la Potencia aumenta y, cuando se da el caso contrario, los precios bajan, a fin de que la inversión sea la óptima. Asimismo, es necesario para que se cumplan con los requisitos de la demanda de Potencia, ya sea por medio de la compra o venta de la misma. En este sentido, con la implementación de este instrumento del MEM, se genera el ingreso adicional necesario para cubrir los costos fijos de las Centrales Eléctricas. El pago adecuado de estos costos es esencial para atraer nuevas inversiones en capacidad de generación, y para permitir la operación continua de las Centrales Eléctricas ya instaladas.

d) Subastas de Derechos Financieros de Transmisión

Este instrumento comenzará a operar a partir de 2019, por lo que a la fecha de la elaboración de esta evaluación no se dispone de información para su análisis.

e) Mercado de Certificado de Energía Limpia

Con el objetivo de incrementar la participación de energías limpias y renovables, el artículo tercero transitorio de Ley de la Transición Energética estableció las siguientes metas de generación de energía eléctrica a partir de fuentes limpias:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de Transición Energética e información del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032.

Uno de los mecanismos diseñados para reducir la dependencia de combustibles fósiles en la generación de energía y, por lo tanto, impulsar el uso de energías limpias, fue la creación de un sistema de Certificados de Energías Limpias (CEL). Los Certificados de Energías Limpias son un título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias.

El objetivo de este mecanismo es crear un mercado para la compraventa de CEL, obligando a los grandes consumidores de electricidad a adquirir cierta cantidad de certificados anualmente, lo que permite que las centrales eléctricas limpias obtengan ingresos adicionales a los que obtienen por la venta de electricidad. Por lo tanto, este instrumento permite promover la generación de energía eléctrica limpia.

Los generadores limpios que representan a las centrales eléctricas limpias que entraron en operación después del 11 de agosto de 2014 y a las centrales eléctricas legadas que, a pesar de haber entrado en operación antes del 11 de agosto de 2014, hayan realizado un proyecto para

aumentar su producción de energía limpia, tienen derecho a recibir CEL por un periodo de 20 años. Los generadores reciben un CEL por cada MWh de energía eléctrica limpia.

La SENER establece los requisitos para la adquisición y los criterios para el otorgamiento de los CEL. Por su parte, la CRE se encarga de otorgarlos, emitir la regulación correspondiente, establecer requerimientos de medición y reporte de generación de energía limpia, así como de mantener un registro de certificados.

Los requisitos de CEL, a cargo de la SENER, tienen como objetivo establecer la proporción total de energía eléctrica consumida que los participantes obligados deben cubrir con fuentes limpias durante un periodo de obligación (comprendido entre el 1 de enero y el 31 de diciembre de cada año). Para determinar los requisitos la SENER considera, entre otras cosas, lo siguiente: las centrales eléctricas ya existentes y las que se encuentren en desarrollo, los estimados sobre el potencial adicional de cada tecnología a nivel nacional, los costos fijos y variables de las tecnologías de generación y estimaciones de largo plazo de los precios de combustibles fósiles.

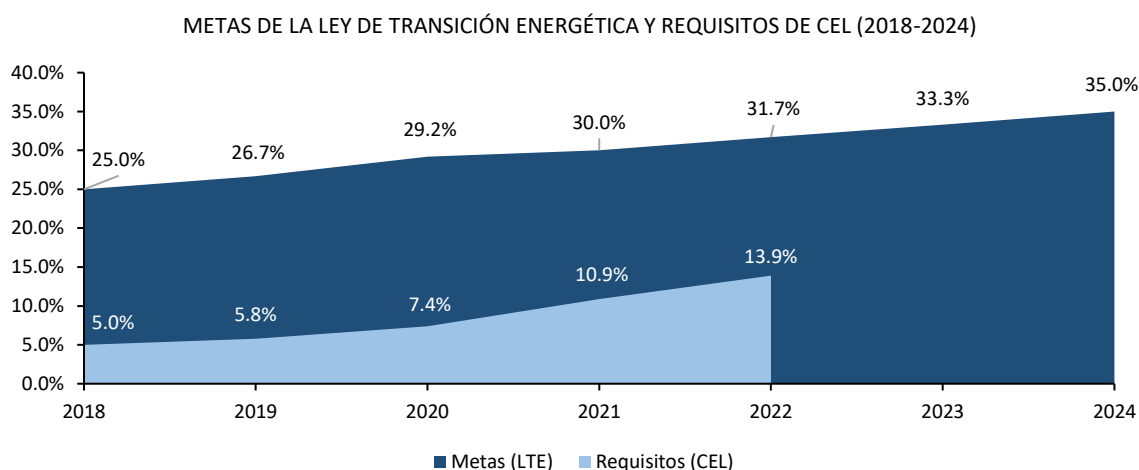
Los CEL permiten que los participantes obligados puedan acreditar que cierto porcentaje de su consumo, determinado por medio de los requisitos para un periodo de obligación, proviene de fuentes limpias. Los requisitos fueron publicados por primera vez en el Diario Oficial de la Federación en 2015, con la intención de ser aplicables tres años después, desde enero de 2018. En el primer trimestre de cada año se publican los requisitos que deberán cumplirse durante los tres años posteriores. Hasta la fecha se han publicado los requisitos para 2019, 2020 y 2021 (publicados en el DOF en marzo del 2016, 2017 y 2018, respectivamente). ^{119/}

Una vez que se establecen los requisitos para un año futuro, no podrán ser reducidos. Considerando que los CEL funcionan como un instrumento que permite transformar en obligaciones individuales las metas nacionales de generación limpia de electricidad, plasmadas en la Ley de Transición Energética, hasta la fecha se han establecido los siguientes requisitos: 5.0% para el 2018, 5.8% para el 2019, 7.4% para el 2020, 10.9% para el 2021 y 13.9% para el 2022. ^{120/}

^{119/} Los participantes obligados a adquirir CEL son los grandes consumidores de energía: suministradores de servicios básicos, suministradores de servicios calificados, usuarios calificados participantes del Mercado, usuarios finales que se suministren por el abasto aislado y titulares de los contratos de interconexión legados que incluyan centros de carga o puntos de carga cuya energía eléctrica no provenga en su totalidad de una central eléctrica limpia.

^{120/} Al exigir a los participantes obligados que acrediten, por medio de la compra de CEL, que un porcentaje cada vez mayor de la energía que consumen proviene de fuentes limpias, este mecanismo de mercado coadyuva a alcanzar las metas de transición energética, pues proporciona ingresos adicionales para los generadores limpios.

La alineación entre los requisitos de los CEL y las metas nacionales de generación limpia de electricidad se muestra en la siguiente gráfica:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley de la Transición Energética y el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032.

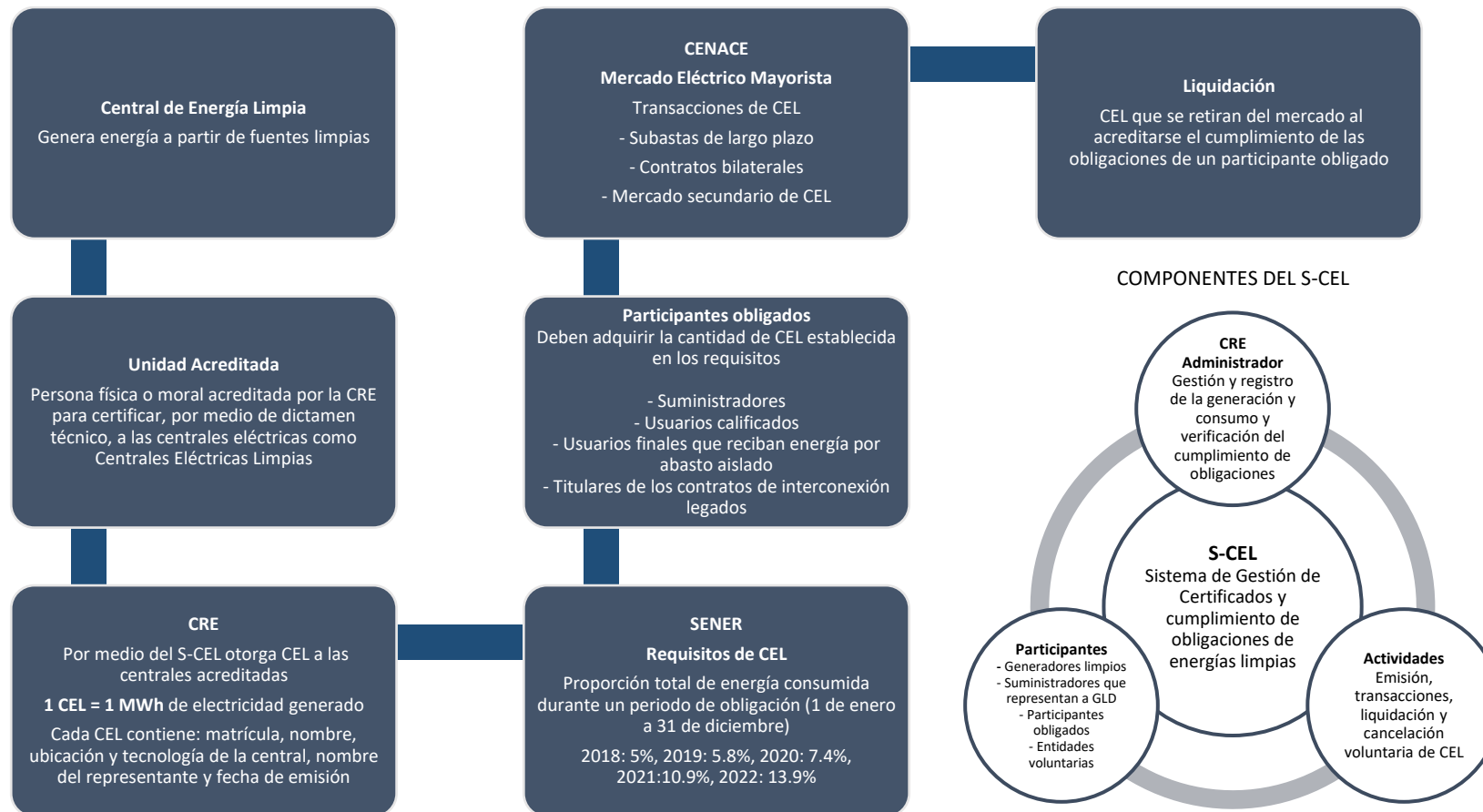
De 2018 a 2022, el porcentaje requerido de consumo de energías limpias aumentará de 5.0% a 13.9% para los participantes obligados, mientras que la ley exige que el porcentaje de generación de energía limpia a nivel nacional aumente durante ese mismo periodo de 25.0% a 31.7%. En 2020 se fijarán los requisitos a cumplir para el año 2023.

Se debe destacar que, al ser instrumentos de mercado, los precios de los CEL dependen de la oferta y la demanda. La liquidación de los CEL se da cuando un participante obligado acredita el cumplimiento de las obligaciones.

El siguiente esquema muestra de forma general el proceso para el otorgamiento, comercialización, consumo y liquidación de los CEL, así como los componentes del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (S-CEL):^{121/}

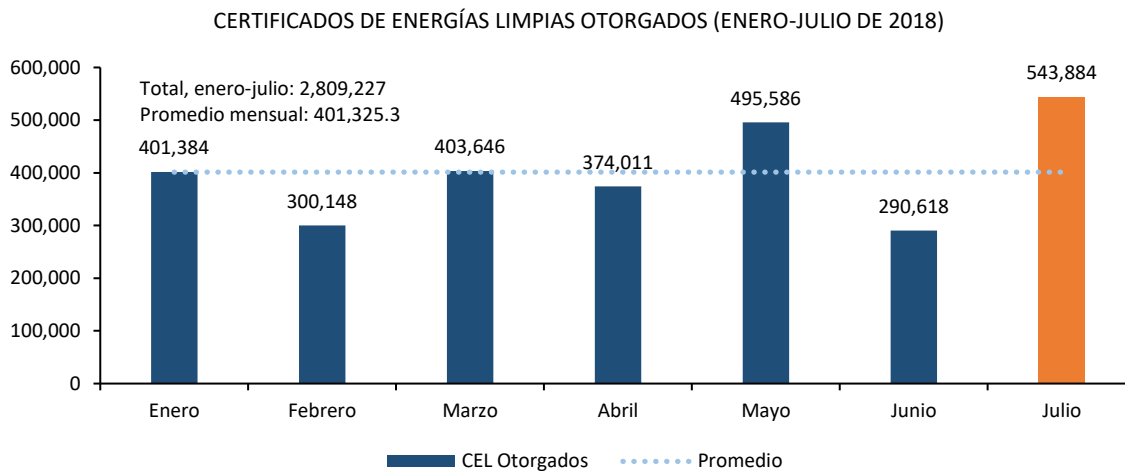
^{121/} El Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (S-CEL), es la plataforma administrada por la CRE que permite la gestión y registro de la generación y consumo de electricidad, la verificación del cumplimiento de las obligaciones de las energías limpias, así como las transacciones de compraventa de CEL por medio de subastas de largo plazo, contratos bilaterales o el mercado secundario de CEL, organizado por el CENACE.

PROCESO PARA EL OTORGAMIENTO, COMERCIALIZACIÓN, CONSUMO Y LIQUIDACIÓN DE CEL



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la SENER y los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de certificados de energías limpias y los requisitos para su adquisición.

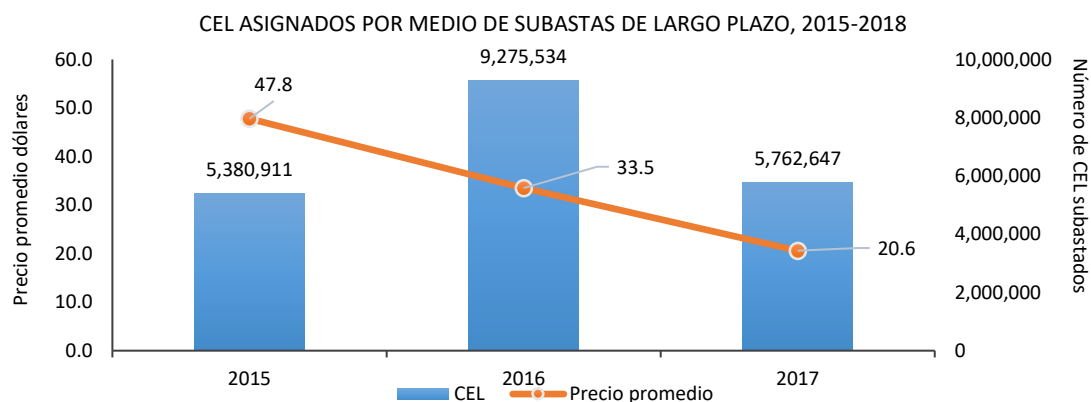
Durante el primer semestre de 2018, se han otorgado casi tres millones de CEL, siendo julio el mes con el mayor número, como se aprecia en la siguiente gráfica:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la CRE relacionada con el otorgamiento y normativa de los Certificados de Energías Limpias.

En 2015 la SENER señaló que el requisito de CEL será obligatorio a partir de, 2018, por lo tanto, de acuerdo con los registros de la CRE, se han otorgado 2,809,277 CEL, en dicho periodo, a los Generadores Limpios que han dado cumplimiento a los requisitos de inscripción en el Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias.

Asimismo, por medio de las tres subastas de largo plazo efectuadas en 2015, 2016 y 2017 se han subastado CEL, y los resultados se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la CRE relacionada con los productos subastados y los resultados de las subastas de largo plazo.

Como resultado de las tres subastas, se adjudicaron 20,419,092 de certificados. Es importante señalar que en esas subastas los CEL se comercializaron en paquete, al incluir los CEL y 1 MWh, la evolución de los precios mostró una reducción de 56.9% al pasar de 47.8 dólares en la subasta del 2015, a 20.6 dólares en la de 2017. Cabe destacar que, en las primeras dos subastas, CFE fue el único comprador de productos, y ya para 2017 se incluyeron dos más. Para la cuarta subasta se tiene planeada la separación de oferta por producto (Energía, Potencia y CEL) con la finalidad de realizar el cálculo del precio implícito para determinar la entrada en operación del Mecanismo de Flexibilidad,^{122/} previsto en el Vigésimo Segundo Transitorio de la LTE.

En suma, en el funcionamiento del MEM, participan la SENER como encargada de revisar su desempeño; así como el CENACE, quien ejerce el control operativo del mercado, la CRE, quien aprueba contratos, expide y aplica la regulación tarifaria de los servicios, otorga permisos de generación y suministro, vigila y, regula el MEM y a sus participantes. Los componentes del MEM tienen su sustento normativo en las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas que en su conjunto constituyen las Reglas del Mercado y tienen el objetivo de promover la libre competencia y competencia en el sector eléctrico, así como fijar las condiciones necesarias para atraer inversión que propicie la generación por medio de energías limpias y estabilidad en los precios.

El primer componente del MEM es el Mercado de Energía de Corto Plazo, el cual se integra a su vez por Mercado de Día en Adelanto (MDA), Mercado de Tiempo Real (MTR) y el Mercado de Hora en Adelanto (MHA), y es un instrumento de optimización, con el cual se promueve la participación y competencia de los generadores autorizados. Mediante el MDA se programa la oferta para atender la demanda cotidiana, y con el MTR se atienden las diferencias originadas por salidas no previstas como fallas en generación, falta de combustible o congestión de la red; por lo tanto, es necesario para balancear la oferta y demanda real. Asimismo, este mecanismo permite definir Precios Marginales Locales con base los costos de operación y la disponibilidad garantizada.

Otro elemento del MEM, son las subastas de mediano y largo plazo; en las primeras se asignan contratos de cobertura eléctrica de tres años, para compra-venta de potencia y energía eléctrica,

^{122/} El mecanismo de flexibilidad referido consiste en dos supuestos por los cuales los participantes obligados pueden diferir la liquidación de hasta el 50.0% de los CEL's hasta por dos años, y no sólo el 25.0% como señalan los lineamientos.

en condiciones de transparencia con opciones competitivas; en las segundas contratos de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias, con el fin de dar certidumbre de ingresos al generador y de precios al suministrador y a los usuarios. A 2017, se han realizado cuatro subastas, una de mediano y tres de largo plazo, para la asignación de productos y la determinación de los precios.

El tercer componente del MEM es el Mercado para el Balance de Potencia, en él se calculan los precios de la Potencia, respondiendo a las condiciones de escasez o superávit, a fin de que la inversión sea la óptima. Su operación es fundamental para atender la demanda de Potencia, ya sea por medio de la compra o venta de la misma; además de que se genera el ingreso adicional necesario para cubrir los costos fijos de las Centrales Eléctricas. El pago adecuado es esencial para atraer nuevas inversiones en capacidad de generación, y para permitir la operación continua de las Centrales Eléctricas ya instaladas.

El último instrumento es el Mercado del Certificado de Energía Limpia, en el cual se comercializan títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias, obligando a los grandes consumidores de electricidad a adquirir cierta cantidad de certificados anualmente, lo que permite que las centrales eléctricas limpias obtengan ingresos adicionales a los que obtienen por la venta de electricidad. Por lo tanto, este instrumento permite promover la generación de energía eléctrica limpia.

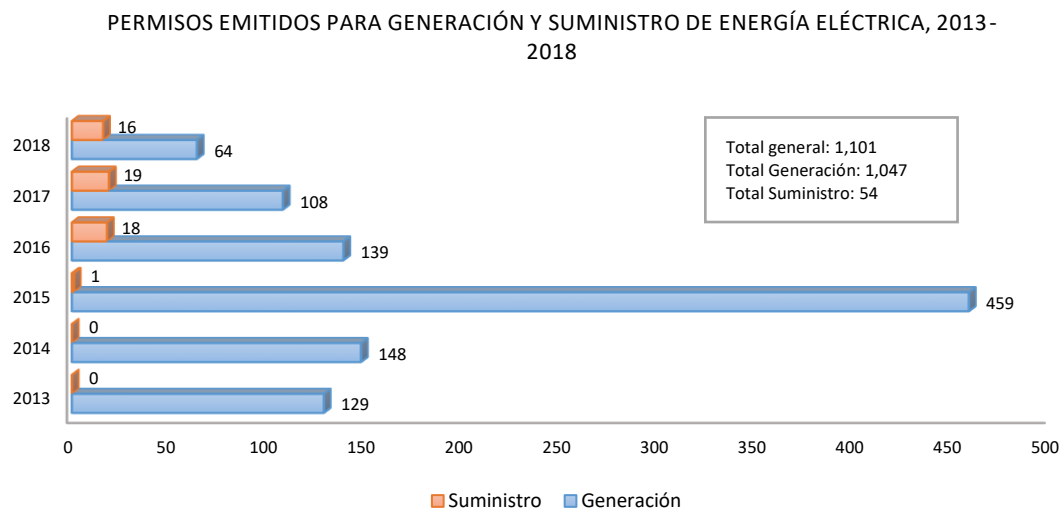
2.2.3. Permisos para generación y suministro

La regulación de la actual política de electricidad exige que las Centrales Eléctricas con capacidad mayor o igual a 0.5 MW y las de cualquier tamaño representadas por un Generador en el MEM, o para prestar el suministro eléctrico, así como para representar a los Generadores Exentos requieren permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional. Para la gestión del análisis y evaluación de las respectivas solicitudes del proceso en comento, la CRE implementó mecanismos para realizarse por medios electrónicos. ^{123/}

^{123/} Los mecanismos diseñados son los siguientes: a) KMIS (Knowledge Managment Information System); b) Titán (Base de datos); c) Oficialía de Partes Electrónica (OPE); d) Tablero de control, y e) Hoja de análisis de solicitud de permiso.

El proceso para solicitar y expedir permisos para generación y suministro se realiza de manera electrónica por medios virtuales, los cuales permiten recibir solicitudes, registrar información para la identificación del solicitante, actualizar el avance en el trámite, y comunicar las resoluciones de aceptación o rechazo.

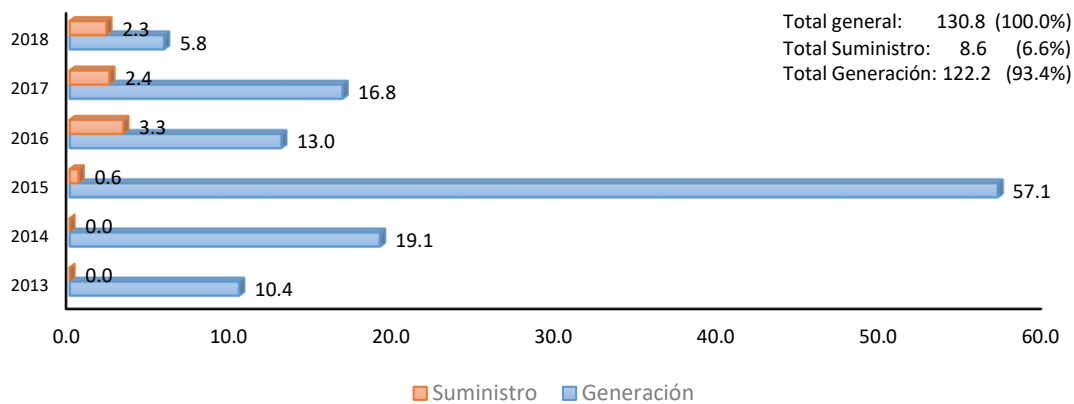
De 2013 a septiembre de 2018, se han entregado un total de 1,101 permisos, de los cuales el 95.1% (1,047) fueron para generación, mientras que el restante 4.9% (54) correspondieron a suministro. La expedición de permisos por tipo y año se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del otorgamiento de permisos proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía.

De 2013 a 2018, las modificaciones a la regulación permitieron el incremento de los permisos para generación y suministro eléctrico, siendo 2015 el año con más permisos para generación expedidos con 459. Lo cual implicó un incremento en los recursos que pueden ser destinados a la CRE, toda vez que, se autorizó el cobro de aprovechamientos por prestación de servicios, en este caso, la expedición de permisos para generación y distribución; dichos recursos se muestran en la gráfica siguiente:

MONTO TOTAL PERCIBIDO POR CONCEPTO DE EXPEDICIÓN DE PERMISOS PARA GENERACIÓN
Y SUMINISTRO, 2013-2018
(Millones de pesos de 2017)

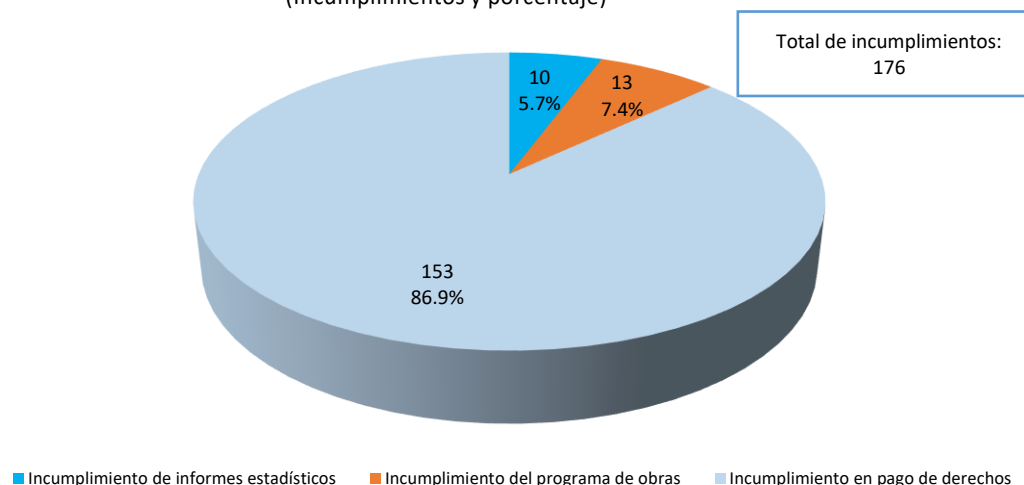


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del otorgamiento de permisos proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía.

El cobro de aprovechamientos por la expedición de permisos a cargo de la CRE, ha recaudado un total de 130.8 millones de pesos, del cual, el 93.4% (122.2 millones de pesos) corresponde a generación, y el restante 6.6%, equivalente a 8.6 millones de pesos, a suministro.

Se debe recordar que la CRE está facultada para ordenar y realizar visitas de verificación, inspección o supervisión, requerir la presentación de información y documentación y citar a comparecer a servidores públicos y representantes de empresas productivas del Estado y particulares que realicen actividades reguladas. Lo anterior, a fin de vigilar que las disposiciones jurídicas aplicables a los permisos emitidos sean atendidas. Los resultados de dicha actividad se muestran a continuación:

RESULTADOS DE SUPERVISIÓN A PERMISOS EMITIDOS POR LA CRE, 2013-2018
(Incumplimientos y porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del otorgamiento de permisos proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía

De 2013 a 2018, mediante la supervisión de los permisos otorgados por la CRE se detectaron 176 incumplimientos, de los cuales, 153 (86.9%) corresponden a faltas en el pago de derechos y derivaron en revocación del permiso; 13 (7.4%) correspondieron a incumplimientos del programa de obras y resultaron en la caducidad del permiso y, por último, 10 (5.7%) fueron por ausencia de los informes estadísticos de la operación y, en consecuencia, se efectuó la sanción correspondiente.

a) Autorizaciones para importar y exportar energía eléctrica

Otra de las facultades de la CRE, dentro de la política pública de electricidad, consiste en expedir autorizaciones para importar y exportar energía eléctrica. ^{124/}

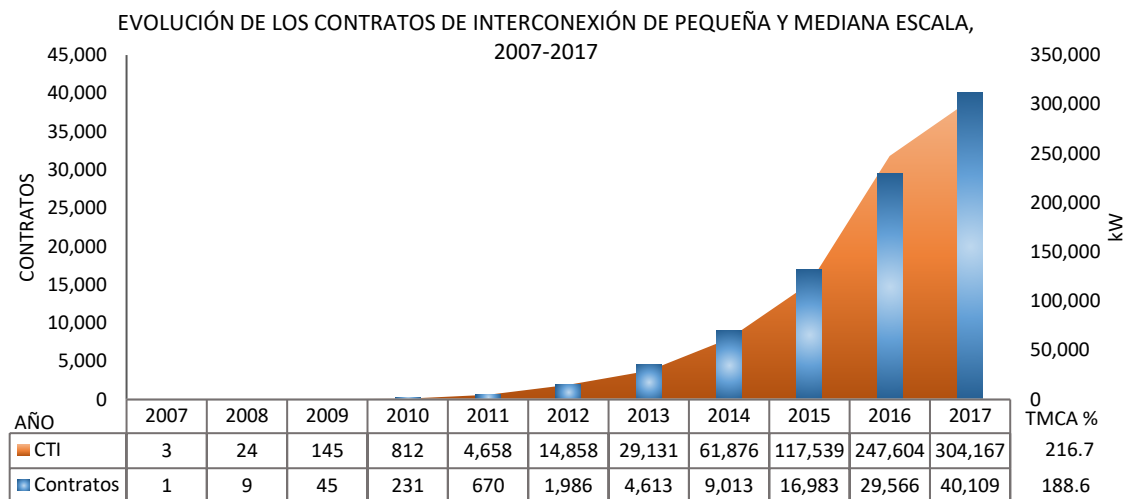
A 2018, se han emitido tres autorizaciones, dos corresponden a importación y una a exportación de energía eléctrica. De acuerdo con las autorizaciones para que la CRE cobre aprovechamientos por prestación de servicios, la actividad en comento ha significado un monto de 2.6 millones de pesos. Por último, la supervisión a dichas autorizaciones se realiza mediante los sistemas descritos en el apartado anterior, y a 2018 no se han identificado desatenciones a la normativa, por lo tanto, no existen sanciones al respecto.

^{124/} A partir de 2014, los instrumentos normativos de la política de electricidad regulan la importación de energía eléctrica en dos tipos, la proveniente de una central eléctrica ubicada en el extranjero, conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional y modalidad de abasto aislado, el caso de la exportación se considera la del segundo tipo. Con base en lo anterior.

b) Contratos de interconexión

A partir de 2014, se facultó a la CRE para expedir modelos de contrato de interconexión de Centrales Eléctricas, conexión de Centros de Carga, compraventa por los Generadores Exentos, compraventa por los Usuarios de Suministro Básico con Demanda Controlable; así como aquellos para la producción de electricidad con energías limpias. ^{125/}

A la CRE le corresponde administrar y publicar la información de los contratos de interconexión de pequeña y mediana escala (Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW) celebrados a partir de 2007, con base en los registros proporcionados por CFE Distribución, los cuales muestran que al cierre del primer semestre de 2017 se registraron 40,109 contratos de ésta naturaleza como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía relacionada con el proceso de la administración de los contratos de interconexión.

CTI: Capacidad Total Instalada

Nota: Las cifras de 2017 sólo contienen datos con cierre al primer semestre.

Como se observa en la gráfica, de 2007 a 2017 el aumento en los contratos ha sido a razón de 216.7% en promedio anual, mientras que la capacidad instalada que resulta de dichos contratos

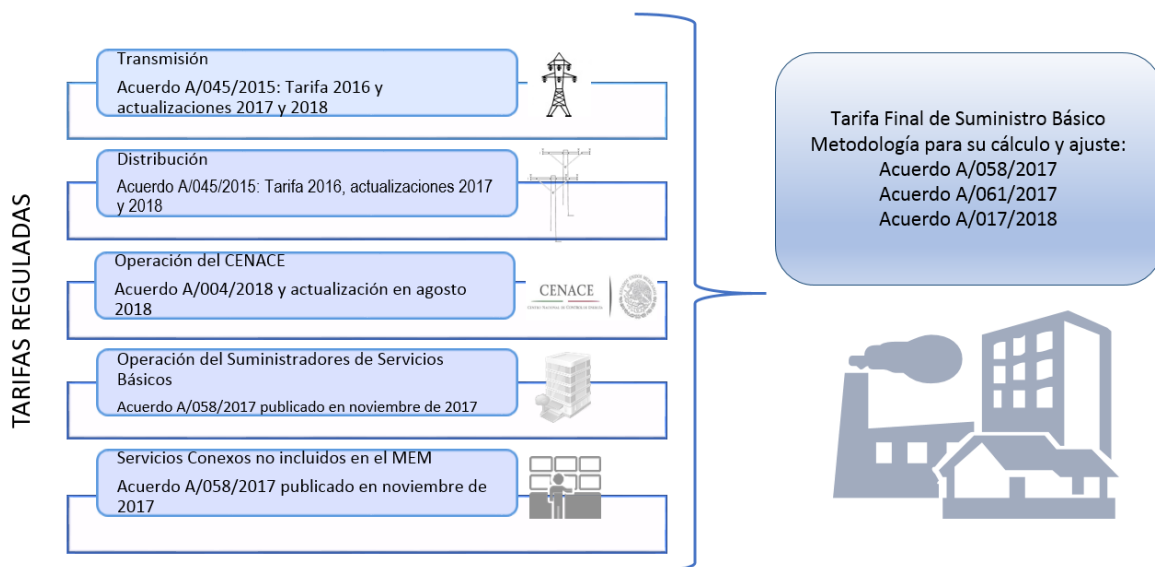
^{125/} A fin de atender lo anterior, la CRE emitió las resoluciones RES/949/2015 y RES/142/2017, para la emisión de contratos de interconexión, que permiten el acceso a las centrales eléctricas interconectadas a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, en las cuales se exponen las bases para el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centrales eléctricas interconectadas a la Red Nacional de Transmisión o a las redes generales de distribución; y las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida.

creció a una tasa en promedio anual del 188.6%; sin embargo, el comportamiento denota que con la regulación anterior a 2013 la presencia de contratos de interconexión era limitada, mientras que a partir de las modificaciones de 2014 el aumento en el rubro es considerable.

En suma, la CRE ha implementado los mecanismos necesarios para realizar, de manera electrónica, la administración, registro y supervisión de los procesos de emisión de permisos para generación y suministro de energía, autorizaciones para exportación e importación; así como para la expedición de contratos de interconexión.

2.2.4. Tarifas para la transmisión, distribución y operación

La determinación de las tarifas para las actividades del sector eléctrico mexicano es una responsabilidad a cargo del Estado y se realiza por medio de la CRE, para lo cual, a 2017 se rigen bajo la normativa que se muestra en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía.

Una de las atribuciones de la CRE consiste en expedir y aplicar la regulación tarifaria para la transmisión, la distribución y la operación del CENACE, de los Suministradores de Servicios Básicos y los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las tarifas finales del Suministro Básico.

a) Transmisión

Las tarifas de Transmisión se determinan por medio de la modalidad diseñada por la CRE denominada "estampilla postal", la cual se utiliza para que los usuarios paguen la infraestructura que realmente utilicen dependiendo del nivel de tensión al que estén conectados, y se define con base en las inyecciones o extracciones de energía de cada generador o consumidor de la Red Nacional de Transmisión quedando de la siguiente manera:

$$\text{Tarifa aplicable al consumidor generador} = \frac{\text{Proporción del requerimiento de ingresos}}{\text{Energía inyectada consumida proporcional al nivel de tensión y uso de la red}}$$

En esta ecuación, el generador es aquel que inyecta energía a la red y la proporción aplicable a consumidores es de 70% y de 30% para generadores, de esta manera se determina la tarifa de transmisión. Para su actualización se toma en cuenta el factor de ajuste por inflación, el ajuste por tipo de cambio y las inversiones adicionales incluidas en el PRODESEN. Para 2018, las tarifas de transmisión fueron las siguientes:

TARIFA DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA, 2018
(PESOS/KWH)

Nivel de tensión	Generadores	Consumidores
Tensión ≥ 220 kV	0.0553	0.0696
Tensión < 220 kV	0.1002	0.1585

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía

Las diferentes tensiones reflejan los costos de desarrollar y operar infraestructura, en este sentido, los cargos en tensiones menores a 220 kV son mayores que en alta tensión.

b) Distribución

La tarifa de distribución se determina con base en un ingreso requerido determinado a partir de los Estados Financieros Dictaminados de la CFE, considerando un sendero de eficiencia y un ajuste por inflación, la ecuación se muestra a continuación:

$$\text{Tarifa aplicable al consumidor (Generador)} = \frac{\text{Requerimiento de ingresos}}{\text{Energía antes de pérdidas}}$$

El requerimiento de ingresos para la actividad de Distribución se asigna a cada división de distribución proporcionalmente a su máxima demanda, su actualización se realiza considerando el factor de ajuste por inflación y los factores de eficiencia en costos de explotación y de economías de escala. Las tarifas de distribución vigentes a 2018 se muestran en la tabla siguiente:

TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN, 2018	
Divisiones de distribución	1. Baja California, 2. Bajío, 3. Centro Occidente, 4. Centro Oriente, 5. Centro Sur, 6. Golfo Centro, 7. Golfo Norte, 8. Jalisco, 9. Noroeste, 10. Norte, 11. Oriente, 12. Peninsular, 13. Sureste, 14. Valle de México Centro, 15. Valle de México Norte y 16. Valle de México Sur
Categorías Tarifarias	- Tarifa DB1: Doméstico Baja Tensión hasta 150 kWh-mes - Tarifa DB2: Doméstico Baja Tensión mayor a 150 kWh-mes - Tarifa PDBT: Pequeña Demanda Baja Tensión hasta 25 kW-mes - Tarifa GDBT: Pequeña Demanda Baja Tensión mayor a 25 kW-mes - Tarifa GDMT: Gran Demanda en Media Tensión

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía.

Existen cinco tipos de tarifas de acuerdo a la demanda y nivel de tensión; asimismo, las tarifas se calculan por cada una de las divisiones de distribución.

c) Operación del CENACE

La tarifa por la operación del CENACE, se evalúa con la información comprobable proveniente de dicho organismo, y se determina a partir del requerimiento de ingresos y la energía que pasa por el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), la ecuación se muestra a continuación:

$$\text{Tarifa Operación CENACE} = \frac{\text{Requerimiento de ingresos}}{\text{Energía MEM}}$$

El requerimiento de ingresos se define con base en los costos de operación, más las inversiones menos los ingresos misceláneos. En este sentido, las tarifas de operación del CENACE para 2018 quedaron en 0.0035 pesos/kWh para generadores y 0.0091 pesos/kWh para consumidores.

d) Operación de CFE Suministrador Básico

La tarifa de operación de CFE Suministrador Básico, considera la información de costos entregada por la CFE y el número de clientes en cada división de distribución, esta tarifa se calcula por cada una de las divisiones de distribución, con base en la ecuación que se muestra a continuación:

$$\text{Tarifa aplicable a cada tipo de consumidor} = \frac{\text{Requerimiento de Ingresos por Tipo de Cliente}}{\text{Número de Clientes por División de Distribución}}$$

El cálculo del Ingreso Requerido de la actividad de suministro se realiza a partir del análisis de la información contable de la CFE, y así se determina el costo total de suministro por división de distribución. Las tarifas para este rubro en 2018 se muestran a continuación:

TARIFA DE OPERACIÓN DE CFE SUMINISTRADOR BÁSICO, 2018												
DIVISIÓN DE DISTRIBUCIÓN	CATEGORÍA TARIFARIA											
	pesos/kWh-mes											
	DB1	DB2	PDBT	GDBT	RABT	RAMT	APBT	APMT	GDMTO	GDMTH	DIST	DIT
Baja California	65.5	65.5	65.5	655.4	65.5	655.4	65.5	655.4	655.4	655.4	1,966.1	1,966.1
Bajío	43.6	43.6	43.6	436.2	43.6	436.2	43.6	436.2	436.2	436.2	1,308.6	1,308.6
Centro Occidente	38.3	38.3	38.3	382.7	38.3	382.7	38.3	382.7	382.7	382.7	1,148.0	1,148.0
Centro Oriente	42.9	42.9	42.9	428.6	42.9	428.6	42.9	428.6	428.6	428.6	1,285.7	1,285.7
Centro Sur	47.5	47.5	47.5	474.5	47.5	474.5	47.5	474.5	474.5	474.5	1,423.5	1,423.5
Golfo Centro	44.78	44.78	44.78	447.83	44.78	447.83	44.78	447.83	447.83	447.83	1,343.48	1,343.48
Golfo Norte	52.5	52.5	52.5	524.7	52.5	524.7	52.5	524.7	524.7	524.7	1,574.1	1,574.1
Jalisco	48.7	48.7	48.7	486.8	48.7	486.8	48.7	486.8	486.8	486.8	1,460.4	1,460.4
Noroeste	59.2	59.2	59.2	591.7	59.2	591.7	59.2	591.7	591.7	591.7	1,775.2	1,775.2
Norte	92.7	92.7	92.7	926.6	92.7	926.6	92.7	926.6	926.6	926.6	2,779.9	2,779.9
Oriente	46.8	46.8	46.8	468.2	46.8	468.2	46.8	468.2	468.2	468.2	1,404.4	1,404.4
Peninsular	49.6	49.6	49.6	495.6	49.6	495.6	49.6	495.6	495.6	495.6	1,486.8	1,486.8
Sureste	72.4	72.4	72.4	723.8	72.4	723.8	72.4	723.8	723.8	723.8	2,171.3	2,171.3
Valle de México Centro	57.2	57.2	57.2	571.6	57.2	571.6	57.2	571.6	571.6	571.6	1,714.7	1,714.7
Valle de México Norte	64.2	64.2	64.2	641.8	64.2	641.8	64.2	641.8	641.8	641.8	1,925.4	1,925.4
Valle de México Sur	65.5	65.5	65.5	654.5	65.5	654.5	65.5	654.5	654.5	654.5	1,963.4	1,963.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la Comisión Reguladora de Energía.

Las tarifas de operación de CFE suministrador básico, consideran las 16 divisiones de distribución; cabe señalar que la división de Baja California considera las de Baja California y Baja California Sur y 12 categorías tarifarias del nivel de tensión.

e) Servicios Conexos no incluidos en el MEM (SCnMEM)

De acuerdo con la CRE, los SCnMEM son servicios relacionados con la operación del Sistema Eléctrico Nacional y son parte fundamental para garantizar que se desarrolle en términos de calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad.

Los servicios incluyen: a) Reservas reactivas (control de voltaje); b) Potencia reactiva (soporte de voltaje), y c) Arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema. La ecuación para determinar este tipo de tarifa se muestra a continuación:

$$Tarifa\ SCnMEM = \frac{Ingreso\ requerido\ periodo}{Energía}$$

La tarifa para este rubro se determina mediante el cálculo del ingreso requerido a partir del análisis de los costos de la infraestructura para prestar estos servicios, para 2018 se fijó en 0.0054 pesos/kWh.

f) Tarifas finales del Suministro Básico

La abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, señalaba a la SHCP, como autoridad responsable de fijar las tarifas de energía eléctrica, su ajuste o reestructuración, a fin de que se enfocaran en cubrir las necesidades financieras y las de ampliación del servicio público, y el racional consumo de energía.

Las tarifas eléctricas emitidas por la SHCP se calculaban con base en los costos marginales de largo plazo, con un ajuste mensual mediante una fórmula que reflejaba la variación en los costos de suministro por medio de los precios de los combustibles, el nivel del tipo de cambio y la inflación nacional.

Con la emisión de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), se facultó a la CRE para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas eléctricas, es así que a partir de diciembre de 2017 se definió el esquema

tarifario, el cual basó su diseño en el utilizado por CFE a fin de facilitar la transición tanto para la empresa como para los usuarios, y quedó de la manera siguiente:

COMPARATIVO ESQUEMAS TARIFARIOS ANTES Y DESPUÉS DE LA REFORMA DE 2013

ESQUEMA TARIFARIO NUEVO	TARIFA EQUIVALENTE CFE	DESCRIPCIÓN	
DB1	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F	Doméstico con consumos <= 150 kWh-mes	Baja Tensión
DB2	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC	Doméstico con consumos > 150 kWh-mes	
PDBT	2, 6	Pequeña demanda con consumos <= 25 kW-mes	
GDBT	3, 6	Gran demanda con consumos > 25 kW-mes	
RABT	9, 9CU, 9N	Riego agrícola en baja tensión	
APBT	5, 5A	Alumbrado público en baja tensión	
APMT	5, 5A	Alumbrado público en media tensión	Media Tensión
RAMT	9M, 9CU, 9N	Riego agrícola en media tensión	
GDMTH	HM, HMC	Gran demanda horaria en media tensión	
GDMTO	OM	Gran demanda ordinaria en media tensión	
DIST	HS, HSL	Demanda Industrial en SubTransmisión	Alta Tensión
DIT	HT, HTL	Demanda Industrial en Transmisión	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la CRE.

El nuevo modelo simplificó las categorías, pasando de 23 a 12, las cuales fueron definidas con base en el perfil de consumo: Usuarios con un comportamiento similar; nivel de tensión: Usuarios conectados a un mismo nivel de tensión, y tipo de medición: Las categorías que cuentan con medidor horario. Asimismo, a las categorías con medición horaria se les asignaron cargos variables en bloques horarios (base, intermedia y punta), los cuales son congruentes con los horarios, categorías y regiones que actualmente aplica la CFE. Además, se reorganizó la división de las regiones tarifarias quedando de la manera siguiente:

DIVISIONES TARIFARIAS, ANTES Y DESPUÉS DE LA REFORMA DE 2013

Regiones tarifarias modelo anterior		División tarifaria actual	
1	Baja California	1	Baja California
2	Baja California Sur	3	Baja California Sur
3	Noroeste	5	Bajío
4	Norte	7	Centro Occidente
5	Noreste	9	Centro Oriente
6	Central	11	Centro Sur
7	Sur	13	Golfo Centro
8	Península	15	Golfo Norte
		17	Valle de México Sur
		2	Jalisco
		4	Noreste
		6	Norte
		8	Oriente
		10	Peninsular
		12	Sureste
		14	Valle de México Centro
		16	Valle de México Norte

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de la normativa de la política de electricidad proporcionada por la CRE.

El modelo anterior consideraba 8 divisiones tarifarias, en el nuevo se determinaron 17; con este nuevo esquema, el costo de capacidad se asigna a cada categoría en función del tipo de medición,

la cual puede ser de demanda en donde el costo se asigna a la demanda máxima medida; o medición simple en el que el costo de capacidad se determina de acuerdo con la energía consumida.

El Acuerdo A/017/2018 actualiza el Acuerdo A/058/2017, y señala un esquema de precios relativos constantes, en el que se ajustan mensualmente los cargos tarifarios de generación. Asimismo, determina efectuar mecanismos para el reconocimiento de los costos de generación en los que incurre CFE Suministrador de Servicios Básicos durante 2018, con la finalidad de transitar a costos competitivos. Se define un costo de generación para el año 2018, tomando en cuenta el pronóstico mensual de los costos de generación proporcionado por CFE Suministrador de Servicios Básicos, y se actualizarán los cargos de generación de acuerdo con la evaluación mensual de las variaciones de los precios y costos de referentes nacionales e internacionales de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica.

En suma, la CRE atiende sus responsabilidades al expedir y asignar la regulación tarifaria en materia de electricidad para la transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como las tarifas finales del Suministro Básico. En esta última categoría, cabe destacar que fue uno de los cambios más significativos, en cuanto a la reorganización para el cálculo de la tarifa, toda vez que, se simplificaron las categorías, y pasaron de 23 a 12 y se reorganizó la división de las regiones tarifarias pasando de 8 a 17, con lo cual se pretende tener un cálculo más exacto y tarifas equitativas. No obstante, hasta 2018 la SHCP continuó determinando las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos. ^{126/}

2.2.5. Fondo del Servicio Universal Eléctrico

Electrificar el país era una actividad que, hasta antes de 2013, fue desarrollada exclusivamente por la CFE por medio de programas financiados con recursos propios, de la Comisión para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas mediante programas de desarrollo e infraestructura social, de los gobiernos estatales y municipales; así como, de los programas de electrificación y conectividad de centros educativos. No obstante, la cobertura de electrificación era aproximadamente del 98.0%,

^{126/} Acuerdo por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 30 de noviembre de 2017.

debido a la existencia de zonas rurales y urbanas marginadas sin acceso al servicio eléctrico. Por ello, uno de los objetivos principales de la reforma en materia de electricidad fue “promover un desarrollo incluyente en México. Puesto que, para que la transformación del sector energético beneficie a todos los mexicanos, se requiere establecer el acceso a la cobertura universal a la energía eléctrica.” ^{127/}

A efecto de promover la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, para lo cual la SENER podrá coordinarse con las entidades federativas y los municipios, se implementaron los mecanismos necesarios para crear el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), a fin de alcanzar tres objetivos: 1) electrificación de poblaciones rurales y zonas urbanas marginadas, 2) el suministro de lámparas eficientes, y 3) el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación. El Gobierno Federal consideró que el FSUE sería la herramienta para contribuir a reducir la pobreza energética existente en el país. Por lo tanto, en la legislación secundaria resultado de la reforma, se estableció que para comenzar su operación obtendría recursos de tres fuentes:

FUENTES DE INGRESO DE RECURSOS DEL FSUE	
1)	El excedente de ingresos que resulte de la gestión de la pérdida técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista,
2)	Los ingresos percibidos por el cobro de sanciones que sean impuestas, por medio del proceso de facturación y cobranza del MEM, y
3)	Donativos de terceros para cumplir sus objetivos .

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los artículos 114 y 166 de la Ley la Industria Eléctrica.

Su implementación comenzó el 30 de septiembre de 2014 con la formalización del Fideicomiso Público entre la SHCP como fideicomitente y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS) con el carácter de fiduciario. ¹²⁸ El funcionamiento del FSUE se realiza con base en las reglas de operación (ROFSUE) que se analizan a continuación:

^{127/} Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la CPEM. Pág. 16.

^{128/} La unidad responsable del FSUE, es la SENER. Además, contara con un Comité Técnico integrado por un representante de la SHCP, uno de la SEDESOL, un Director General del CENACE y tres de SENER.

ANÁLISIS DE LAS REGLAS DE OPERACIÓN DEL FONDO DE SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO

Aspecto revisado		Reglas de Operación	Comentario
Objetivo: las Reglas de Operación tienen por objeto regular la operación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE) y asegurar que sus recursos se ejerzan con eficiencia, eficacia, economía y transparencia.			
	Patrimonio	La regla 4, indica que el patrimonio del FSUE se integrara por: 1. La aportación inicial del Fideicomitente (SHCP) ^{2/} con cargo al presupuesto de SENER. ^{2/} 2. El excedente de ingresos que resulte de la gestión de pérdidas técnicas en el MEM. ^{3/} 3. Ingresos percibidos por el cobro de sanciones a que se refiere el artículo 166 de la LIE. ^{4/} 4. Aportaciones subsecuentes que efectúe el Fideicomitente con cargo al presupuesto autorizado de la SENER. 5. Los productos que genere la inversión de los recursos líquidos que integre al patrimonio del fideicomiso. 6. Donaciones provenientes de cualquier persona física o moral. 7. Cualquier recurso que ingrese al fideicomiso, distinto al que aporte el fideicomitente.	La regulación correspondiente, define de manera detallada los mecanismos bajo los cuales el FSUE puede obtener sus recursos para llevar a cabo las acciones de electrificación.
	Población potencial, objetivo y beneficiarios	En la regla 9 se define a la “población potencial” como todos los habitantes de las Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas del país con necesidades de electrificación; en tanto, la regla 10 establece que la “población objetivo” del FSUE son todos los habitantes de las Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas con necesidades de electrificación que han manifestado su interés en contar con acceso a electricidad y cuya localidad sea incluida en la Relación de Localidades, y en la regla 2, fracción IV se define como “beneficiarios” a los habitantes de una Comunidad Rural o Zona Urbana Marginada en la cual se realizan acciones de electrificación con apoyos de la FSUE.	Cuenta con la definición de población potencial y objetivo; así como, con los elementos para identificar a los beneficiarios que son los sujetos que habitan una localidad en donde se realizan las acciones de electrificación.
	Relación de Localidades	En la regla 12 se establece que la Unidad Responsable (SENER) integrará anualmente una Relación de Localidades con Necesidades de Electrificación con base en información proporcionada por: gobiernos estatales y municipales, los Comités de electrificación, los distribuidores o los interesados en acceder a los apoyos del FSUE.	Cuenta con una relación en donde se establece la población objetivo, no obstante, no hace estudios propios para definirla, la conforma mediante información obtenida de terceros.
	Acceso a Apoyos	El acceso a los apoyos de electrificación se dará mediante: ❖ Invitaciones: documento emitido por la Unidad Responsable a través de la cual se invita a los Distribuidores interesados en presentar Proyectos de Electrificación para las localidades identificadas en la Relación de Localidades. ❖ Convocatorias: procedimiento público que efectúa el FSUE a través del Organismo Intermediario de conformidad con la regla 15, en la que se invita a los Ejecutores Calificados para presentar Proyectos de Instalación de Sistemas aislados de electrificación para las localidades identificadas en la relación de localidades. En el capítulo IX del Título Primero de las reglas, se establece la información que deberán contener las invitaciones y convocatorias, así como, su finalidad.	Define los mecanismos bajo los cuales las personas físicas o morales que deseen participar en las acciones de electrificación puede participar y acceder a los apoyos del fideicomiso.
	Asignación de recursos	La regla 18 establece que la entrega de recursos para la realización de los Proyectos aprobados por el Comité se formalizará a través de Convenios de Asignación de Recursos, los cuales se elaborarán con base en el modelo que elabore la Unidad Responsable. En la regla 19 indica que los Convenios no podrán contemplar gastos indirectos mayores al 7.0% del monto total correspondiente a los Proyectos autorizados. La regla 37 instaure que la entrega de los recursos se realizara en 2 parcialidades.	Se cuenta con reglas para que la dispersión de los recursos se realice de manera eficaz y eficiente, con la finalidad de cumplir con los objetivos de electrificación.

Continúa...

Continuación...

Aspecto revisado		Reglas de Operación	Comentario
	Acciones de electrificación	En la regla 20 se indica que las acciones de electrificación se implementarán conforme a dos Componentes de Apoyo: 1. Extensión de Redes Generales de Distribución, cuyos beneficiarios son los habitantes de las localidades que satisfagan los criterios que señale la Invitación, y 2. Instalación de Sistemas Aislados de Electrificación, dónde los beneficiarios son los habitantes de las localidades que satisfagan los criterios señalados en la convocatoria. En el capítulo II, del Título Segundo de las reglas, se establecen los elementos que deben incluir los proyectos de electrificación y en el capítulo IV se indican los criterios con que son elegidos para la asignación de los Apoyos.	Se establecen de manera clara las acciones por medio de las cuales se electrificará a las localidades beneficiadas; así como las especificaciones que deberán contener los proyectos de electrificación y los requisitos bajo los cuales serán seleccionados.
	Comité y Unidad Responsable	El Comité es el órgano de gobierno del FSUE, está constituido conforme a la Cláusula Sexta del Convenio Modificatorio y el artículo 80 de la Ley de Instituciones de Crédito. La Unidad Responsable del FSUE es la Dirección General de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de la SENER y es la responsable de vigilar la aplicación de los recursos del Fideicomiso. El Título Quinto de las Reglas especifica el funcionamiento de estos dos actores.	Se establece de manera clara las áreas responsables del Fondo; así como las facultades que cada una tiene.
	Evaluación	En el Título Sexto, reglas 72-76, se establece que de manera interna la Unidad Responsable evaluará el impacto y la gestión del Fondo con base en la información proporcionada por los Ejecutores Calificados, Organismos Intermedios y los Distribuidores, y de manera externa y de conformidad a lo establecido en el artículo 78 de la Ley de Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria (LFPRH) realizará una evaluación externa del FSUE por conducto de instituciones académicas y de investigaciones u organismos especializados. Asimismo, el Fondo cuenta con indicadores de impacto y gestión, regla 76, los cuales permitirán conocer la contribución del FSUE en el grado de electrificación nacional.	Se incluyen mecanismos para evaluar el avance en la electrificación de las zonas rurales o comunidades urbanas marginadas que fueron beneficiadas, y la contribución del Fondo a elevar el grado de electrificación nacional.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Reglas de Operación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico.

^{1/} Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

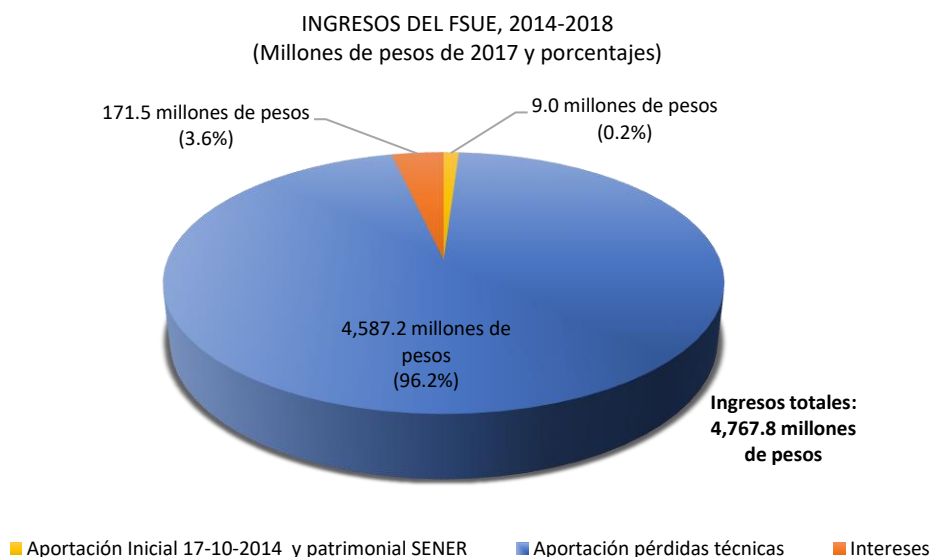
^{2/} Secretaría de Energía.

^{3/} Mercado Eléctrico Mayorista.

^{4/} Ley de la Industria Eléctrica.

Las Reglas de Operación del Fideicomiso (ROFSUE) señalan de manera detallada los mecanismos por los cuales se obtendrán los recursos para integrar el patrimonio del fideicomiso y así poder financiar las actividades para la electrificación; asimismo, se determina la población objetivo mediante la relación de localidades que califican para ser apoyadas. Además, se establecieron los requisitos que los proyectos de los participantes deben cumplir para ser seleccionados, así como, los criterios bajos los cuales se eligen. Se incorporaron los mecanismos para asegurar que el otorgamiento de los recursos se realice de manera eficaz, con la finalidad de cumplir con los objetivos señalados en los proyectos y de acuerdo al cronograma de ejecución del mismo. Las reglas cuentan con un método para asegurar que se evalúe el efecto del FSUE en el avance de la electrificación nacional.

La aportación inicial para que el FSUE iniciara operaciones fue de 3.0 millones de pesos, ^{129/} y al primer trimestre de 2018 se registró un acumulado de 4,767.8 millones de pesos, los cuales se conforman por los conceptos que se muestran a continuación:



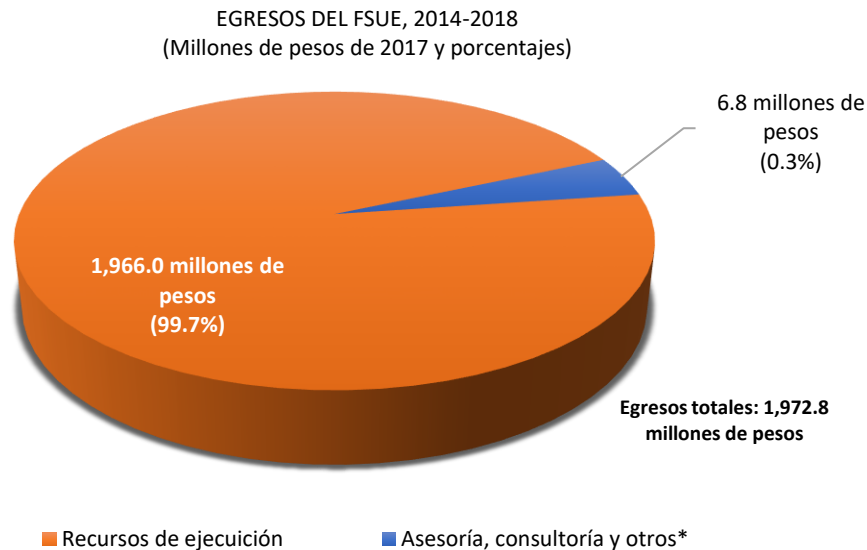
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados de cuenta disponibilidad del FSUE de diciembre de 2014 a marzo de 2018.

Como se observa en la gráfica, los porcentajes de las fuentes que componen los recursos del FSUE han sido tres, las aportaciones para iniciar la operación del fondo y la aportación patrimonial a cargo de SENER, sumado a los intereses generados, representan el 3.8% del total que ha ingresado al fideicomiso; en cambio, las aportaciones recibidas como resultado de la gestión de pérdidas técnicas

^{129/} Los 3.0 millones de pesos se refieren al valor nominal de 2014, para realizar el análisis correspondiente, la cifra se actualizó a valores de 2017, por lo que el equivalente, a ese año, es de 3.4 millones de pesos.

del MEM son la principal fuente de recursos, toda vez que durante el periodo el monto acumulado representa el 96.2% de los ingresos totales, cabe destacar que dichas aportaciones iniciaron en 2016 como resultado de la puesta en operación del MEM.

Por lo que se refiere a los recursos ejercidos, durante el periodo han egresado un total de 1,972.8 millones de pesos, los cuales se distribuyen por los conceptos que se muestran en el gráfico siguiente:

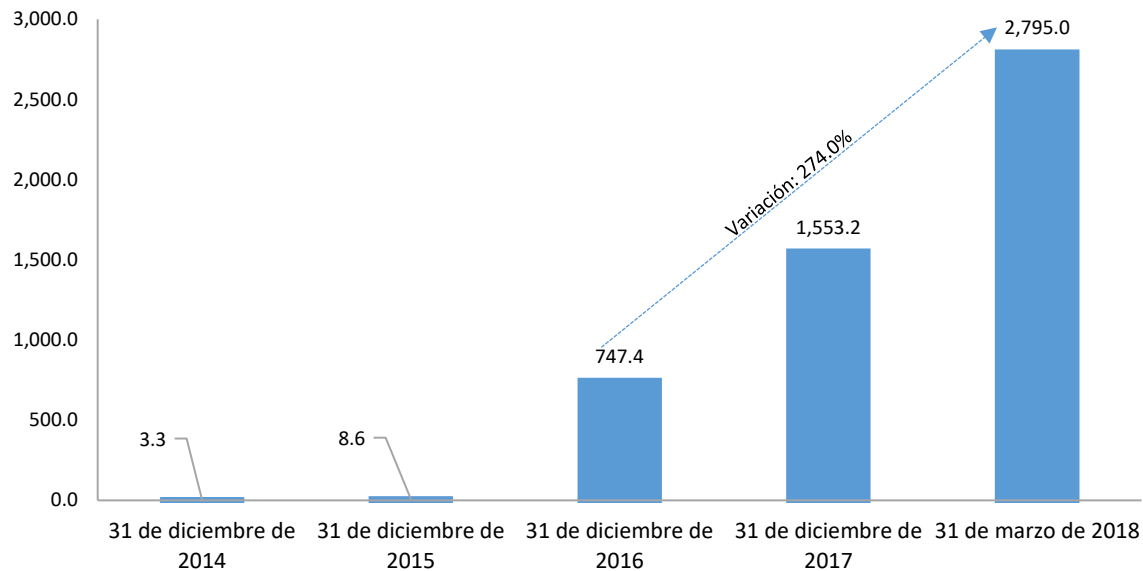


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados de cuenta disponibilidad del FSUE de diciembre de 2014 a marzo de 2018.
* En el rubro de otros se incluye el pago de honorarios y cancelación de intereses.

Como se observa, los principales gastos ejercidos con los recursos del FSUE consisten en transferencias para el financiamiento de proyectos para atender comunidades con necesidades de electrificación y ascienden a 1,966.0 millones de pesos, lo que representa el 99.7% del total de gastos, el restante se compone por concepto de honorarios, consultorías, asesorías y otros.

Después de intereses, egresos y demás aportaciones, los saldos disponibles al cierre de cada año del periodo 2014-2017 y marzo de 2018 fueron los siguientes:

DISPONIBILIDAD EN EL FSUE, DESPUÉS DE EGRESOS, 2014-2018
(Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados de cuenta disponibilidad del FSUE del periodo 2014 a marzo de 2018.

Nota: La variación se calculó con el saldo de diciembre de 2016 a marzo de 2018.

En los primeros dos años sólo se registraron ingresos por aportaciones inicial y patrimonial, así como los intereses, con lo que al cierre de 2015, había disponibles 8.6 millones de pesos; sin embargo, con la entrada en operación del MEM, los ingresos incrementaron significativamente, y con ello la disponibilidad, dado que de 2016 a marzo de 2018, pasó de 747.4 a 2,795.0 millones de pesos, lo que significó un crecimiento del 274.0%, debido que una de las fuentes consiste en el excedente de ingresos que resulte de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM.

Para medir el avance en la implementación de las acciones en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas del FSUE, se cuenta con el programa quinquenal del periodo 2017-2021, como se muestra a continuación:

PROGRAMA QUINQUENAL DEL FONDO DE SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO PARA LAS ACCIONES
EN COMUNIDADES RURALES Y ZONAS URBANAS MARGINADAS, 2017-2021
(Unidades y millones de pesos)

Año	Etapas	Componente	Estados	Municipios	Localidades	Servicios	Habitantes	Presupuesto (millones de pesos)
2017	Primera	Aislado	13	83	898	10,626	45,692	438.0
		Extensión de red	24	301	1,284	50,826	218,553	1,071.0
2018	Segunda	Aislado	27	259	1,256	18,472	78,791	942.0
		Extensión de red	29	351	1,192	77,307	360,549	1,179.0
2018-II	Tercera	Aislado	16	88	597	6,263	26,804	344.0
		Extensión de red	30	46	1,207	52,100	224,279	1,334.0
2019	Cuarta	Aislado	32	80	800	9,500	40,850	539.0
		Extensión de red	32	300	1,200	65,000	279,500	1,718.0
2020	Quinta	Aislado	32	80	800	10,000	43,000	584.0
		Extensión de red	32	300	1,200	70,000	301,000	1,904.0
2021	Sexta	Aislado	32	80	800	10,000	43,000	602.0
		Extensión de red	32	300	1,200	70,000	301,000	1,962.0

FUENTE: Dirección General de Tecnologías de la Información y Comunicaciones de la Subsecretaría de Electricidad de la SENER.

De acuerdo con la SENER, los datos definidos para el programa quinquenal en las etapas primera, segunda y tercera se calcularon con base en las relaciones de localidades con necesidades de electrificación de los años 2016, 2017 y 2018; y para el resto de las etapas se estimaron los datos. Asimismo, el programa quinquenal no refiere mecanismos específicos para evaluar sus avances; sin embargo, como se mencionó en el análisis de las ROFSUE, se enuncia lo relacionado con la evaluación del FSUE, la cual puede ser interna, externa o por medio de los indicadores que se muestran a continuación:

INDICADORES PARA EVALUAR LAS ACCIONES DEL FSUE

NOMBRE Y TIPO	MÉTODO DE CÁLCULO	FRECUENCIA
Porcentaje de viviendas electrificadas / impacto	$\frac{\text{Número de viviendas electrificadas por el FSUE}}{\text{Número de viviendas sin electrificar (INEGI)}} \times 100$	Anual
Porcentaje de población beneficiada / impacto	$\frac{\text{Número de población beneficiada por el FSUE}}{\text{Población sin electricidad (INEGI)}} \times 100$	Anual
Porcentaje de los recursos ejercidos por el FSUE / impacto	$\frac{\text{Recursos ejercidos por el FSUE}}{\text{Total de recursos ejercidos en electrificación (CFE y componente aislado)}} \times 100$	Anual
Porcentaje de solicitudes aprobadas / gestión	$\frac{\text{Número de solicitudes de apoyo aprobadas}}{\text{Número de solicitudes de apoyo presentadas por el Intermediario o el distribuidor}} \times 100$	Por invitación o Convocatoria
Porcentaje de localidades atendidas / gestión	$\frac{\text{Localidades apoyadas por el FSUE}}{\text{Localidades aprobadas y publicadas}} \times 100$	Por relación de localidades
Porcentaje de viviendas atendidas / gestión	$\frac{\text{Viviendas atendidas por el FSUE}}{\text{Viviendas por atender de la Relación de Localidades}} \times 100$	Por relación de localidades
Porcentaje de recursos ejercidos / gestión	$\frac{\text{Recursos ejercidos}}{\text{Recursos aprobados}} \times 100$	Por relación de localidades

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Reglas de Operación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico del 12 de julio de 2018.

Como se observa en el cuadro, se diseñaron indicadores de impacto y gestión para medir los avances de las acciones financiadas con recursos del FSUE; sin embargo, a octubre de 2018 aún no se cuenta con reportes ni resultados al respecto, por lo que sólo se presentan los resultados de la primera etapa proporcionados por la SENER que se muestran a continuación:

AVANCE EN LAS ACCIONES REALIZADAS MEDIANTE EL FSUE, 2017
 (Unidades y porcentaje)

Año	Etapas	Componente	Estados	Municipios	Localidades	Viviendas	Habitantes	Presupuesto (millones de pesos)
2017	Primera Programado	Extensión de red	24	301	1,284	50,826	218,553	1,071.0
	Primera Reportado	Extensión de red	24	237	727	32,594	134,385	568.7
PORCENTAJE DE AVANCE			100.0%	78.7%	56.6%	64.1%	61.5%	53.1%

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Programa Quinquenal del Fondo de Servicio Universal Eléctrico para las Acciones en Comunidades Rurales Y Zonas Urbanas Marginadas, 2017-2021, y los resultados a 2018 proporcionados por SENER.

De acuerdo con la SENER, a marzo de 2018, las acciones implementadas con recursos provenientes del FSUE registran un avance superior al 50.0% en la primera etapa de su componente “Extensión de red”, mientras que del componente “Aislado” aun no se reportan avances.

En suma, para transitar hacia la transformación del sector energético en donde se beneficie a todos los mexicanos, se requiere establecer el acceso a la cobertura universal a la energía eléctrica. Por lo tanto, se implementaron los mecanismos necesarios para diseñar, regular y operar el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), a fin de lograr la electrificación de poblaciones rurales y zonas urbanas marginadas, efectuar el suministro de lámparas eficientes, y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación. Lo anterior con base en las modalidades de extensión de red y suministro aislado. Dicho fondo es un fideicomiso formalizado el 30 de septiembre de 2014 entre la SHCP como fideicomitente y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos como fiduciario. Sus ingresos provienen de tres fuentes, la principal, excedentes de la gestión del MEM por pérdidas técnicas; cobros por aplicación de sanciones en el proceso de facturación y cobranza en el MEM, y donativos.

La creación del FSUE vino acompañada de una aportación inicial de 3.0 millones de pesos (nominales de 2014), y al primer trimestre de 2018 se registró un acumulado de 4,767.8 millones de pesos, de los cuales, el 96.2% provienen del excedente de ingresos que resulte de la gestión de la pérdida técnicas en el MEM.

Los ingresos incrementaron significativamente, y con ello la disponibilidad, dado que, de 2016 a marzo de 2018, pasó de 747.4 a 2,795.0 millones de pesos, lo que significó un crecimiento del 274.0%, debido que una de las fuentes consiste en el excedente de ingresos que resulte de la gestión de las pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, el cual inició operaciones en 2016.

El principal destino de los recursos es el financiamiento de proyectos para atender comunidades con necesidades de electrificación y ascienden a 1,966.0 millones de pesos, lo que representan el 99.7% del total de gastos, el restante se compone por concepto de honorarios, consultorías, asesorías y otros. Asimismo, cuenta el programa quinquenal del periodo 2017-2021 e indicadores de impacto y de gestión como mecanismos para medir el avance en la implementación de las acciones en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas del FSUE; sin embargo, a octubre de 2018 aun no se cuenta con reportes ni resultados al respecto, por lo que, con la información de SENER, se identificó que existe un avance superior al 50.0% en la primera etapa de su componente "Extensión de red", mientras que para "Aislado" aun no se reportan resultados.

2.2.6. Regulación ambiental

En cuanto a la regulación-supervisión del sector ambiental, el Estado identificó que uno de los componentes del problema público consiste en el alto impacto ambiental producido por el uso de combustibles fósiles para la generación de energía. Como se mencionó en el diseño normativo-institucional, las entidades responsables de emitir la reglamentación ambiental aplicable al sector eléctrico y vigilar su cumplimiento son la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales y la Procuraduría Federal de Protección al Ambiente, respectivamente. ^{130/}

^{130/} El 24 de diciembre del 2015 entró en vigor la Ley de Transición Energética, complementaria de la Reforma Energética, cuyo objetivo principal es incrementar el aprovechamiento sustentable de la energía. Los artículos 19 y 20 establecen las facultades de la SEMARNAT y la PROFEPA en la materia. Con base en lo anterior, el nivel de avance en el cumplimiento de lo que se establece en la ley será analizado para evaluar el desempeño ambiental del componente de regulación-supervisión.

A la SEMARNAT le corresponde diseñar los instrumentos de fomento y normatividad para prevenir, remediar y controlar la contaminación del sector, elaborar Normas Oficiales Mexicanas para establecer límites de emisiones de carácter progresivo, establecer los parámetros de medición de las emisiones contaminantes. Además, de acuerdo con el reglamento interior de la SEMARNAT, esta dependencia se encarga de emitir las reglas para las Manifestaciones de Impacto Ambiental (MIA) y llevar a cabo el Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA).

La PROFEPA, en calidad de órgano de inspección y vigilancia, tiene como objetivos supervisar las actividades del sector por medio de operativos de inspección, imponer medidas correctivas, de seguridad y sanciones recibir, atender e investigar las denuncias presentadas, denunciar ante el Ministerio Público Federal los delitos contra el ambiente originados por instalaciones del sector, así como impulsar el Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNA) en las instalaciones de generación y transmisión de electricidad y publicar la lista de las instalaciones dentro del programa y el grado de cumplimiento de cada una.

En los programas presupuestarios a cargo de la SEMARNAT no se definen de forma específica para cada sector productivo sus actividades, por lo que no es posible identificar la proporción del presupuesto ejercido para atender la problemática ambiental derivada de las actividades de la industria eléctrica. Por lo tanto, el presupuesto ejercido no se incluye en la elaboración de este análisis.

Para evaluar los resultados de la regulación-supervisión en materia ambiental del sector eléctrico, se desarrollan los tres apartados clave que se enuncian a continuación: obligaciones de reducción de emisiones contaminantes relativas a la industria eléctrica; procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA), y cuidado ambiental.

Los primeros dos subcomponentes corresponden a la SEMARNAT y están relacionados con la emisión de normativa ambiental y las evaluaciones de impacto, mientras que el último corresponde a la PROFEPA, pues se enfoca estrictamente en el área de supervisión.

- a) Obligaciones de reducción de emisiones contaminantes relativas a la industria eléctrica

Para regular las actividades de generación y transmisión de la industria eléctrica, la Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental de la SEMARNAT tiene la facultad de elaborar Normas Oficiales Mexicanas (NOM), a 2017, se identificaron cuatro aplicables a la industria eléctrica, las cuales se presentan a continuación:

NORMAS OFICIALES MEXICANAS (NOM) DE LA SEMARNAT APLICABLES A LA INDUSTRIA ELÉCTRICA

NOM-043-SEMARNAT-1993

Establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas provenientes de fuentes fijas

NOM-085-SEMARNAT-2011

Contaminación atmosférica.- niveles máximos permisibles de emisión de los equipos de calentamiento indirecto y su medición

PROY-NOM-168-SEMARNAT-ASEA-2016

Niveles máximos permisibles de emisión provenientes de turbinas a gas, a ciclo abierto o ciclo combinado, aeroderivadas y su medición

PROY-NOM-170-SEMARNAT-2017

Contaminación atmosférica.- límites máximos permisibles de emisión provenientes de generadores de vapor que utilizan bagazo de caña de azúcar como combustible

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por SEMARNAT.

Existen dos normas creadas antes de la promulgación de la actual política que regulan las actividades del sector eléctrico respecto de la emisión de contaminantes. La NOM-043 de 1993, establece

límites máximos para la emisión de partículas provenientes de fuentes fijas (plantas industriales estacionarias). La NOM-085 data de 2011 y establece niveles máximos permisibles de emisiones para los equipos de calentamiento indirecto. Dos normas más se encuentran en carácter de proyecto y, al igual que las anteriores, tienen como objetivo regular la contaminación atmosférica en los procesos de generación de energía.

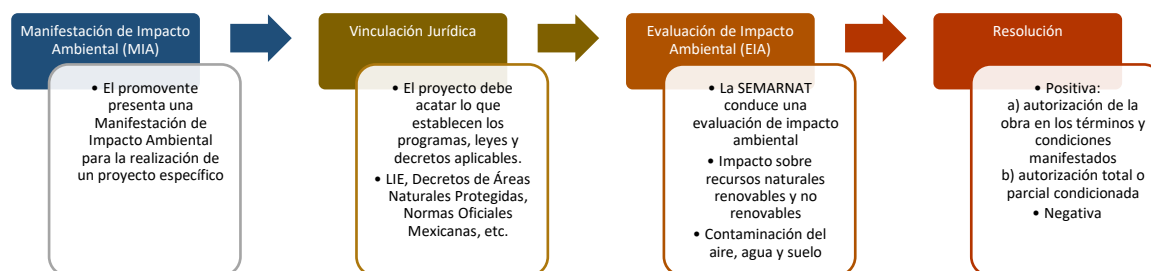
b) Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA)

La Evaluación de Impacto Ambiental (EIA) es el mecanismo que utiliza la SEMARNAT para establecer las condiciones bajo las cuales deben ser realizadas las obras y actividades que puedan ocasionar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente, así como preservar y restaurar los ecosistemas. ^{131/} Por lo tanto, las obras de la industria eléctrica requieren una autorización en materia de impacto ambiental.

Para poder obtener la autorización, los interesados deben presentar ante la SEMARNAT una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA). Este documento debe contener una descripción de los posibles efectos de la obra sobre el ecosistema, así como las medidas de prevención y mitigación para reducir al mínimo los impactos sobre el ambiente.

Por medio del Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA), la SEMARNAT determina la viabilidad ambiental de un proyecto específico y, en consecuencia, determinar si puede o no ser autorizado. A continuación, se muestra el proceso que se requiere para tal fin:

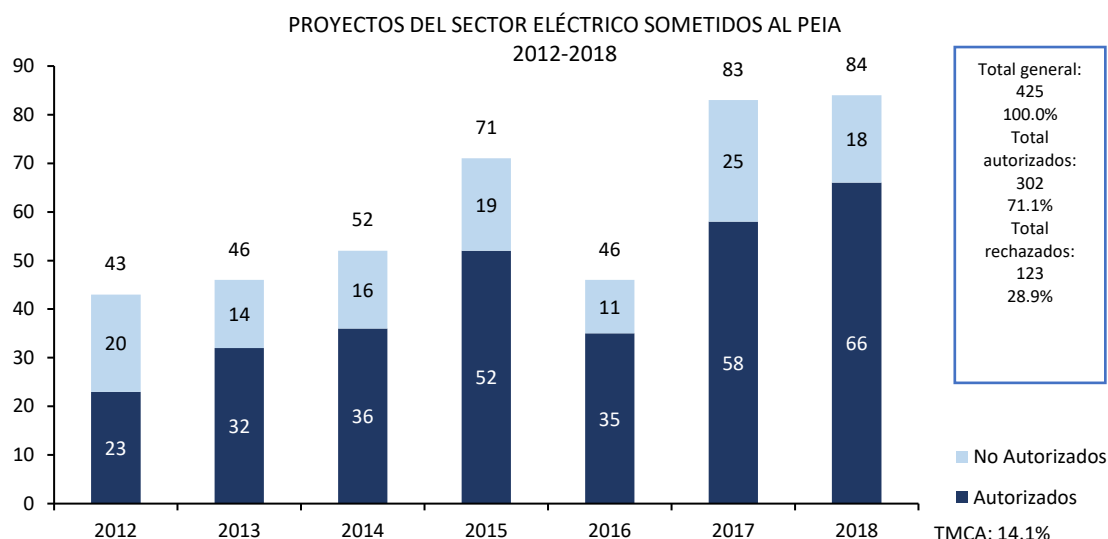
PROCEDIMIENTO DE EVALUACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL (PEIA)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la SEMARNAT.

^{131/} Artículo 28, Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.

Los proyectos del sector eléctrico sometidos al Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental, descrito en el esquema anterior, de 2012-2018, se muestran en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF, con base en información remitida por la SEMARNAT por medio del oficio SGPA/CA/72/2018.

TMCA: La Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) se calculó con los datos de 2007 a 2017, debido a que el de 2018 es una cifra preliminar.

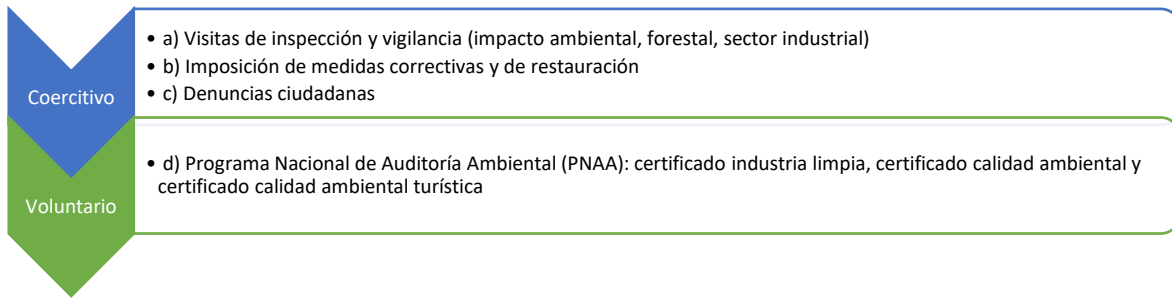
De 2012 a 2018, ^{132/} la SEMARNAT recibió un total de 425 proyectos del sector eléctrico para ser evaluados mediante el PEIA a fin de determinar su viabilidad, de los cuales el 71.1% (302 proyectos) fue autorizado y el 28.9% (123 proyectos) se rechazó debido a que no cumplieron con las reglas establecidas. Durante el periodo de análisis el número de PEIA registró una tasa media de crecimiento anual de 14.1%, lo que es un indicativo del crecimiento del sector eléctrico.

c) Cuidado Ambiental (PROFEPA)

Para la supervisión de la normativa emitida por la SEMARNAT, la PROFEPA cuenta con dos mecanismos: 1) el mecanismo coercitivo de inspección y vigilancia, y 2) el mecanismo voluntario de autorregulación para promover y fortalecer el desempeño ambiental de las empresas. A continuación, se muestran los subcomponentes de cada mecanismo:

^{132/} Los datos del año 2018 son con cierre al mes de julio.

MECANISMOS DE LA PROFEPA PARA LA SUPERVISIÓN EN MATERIA AMBIENTAL

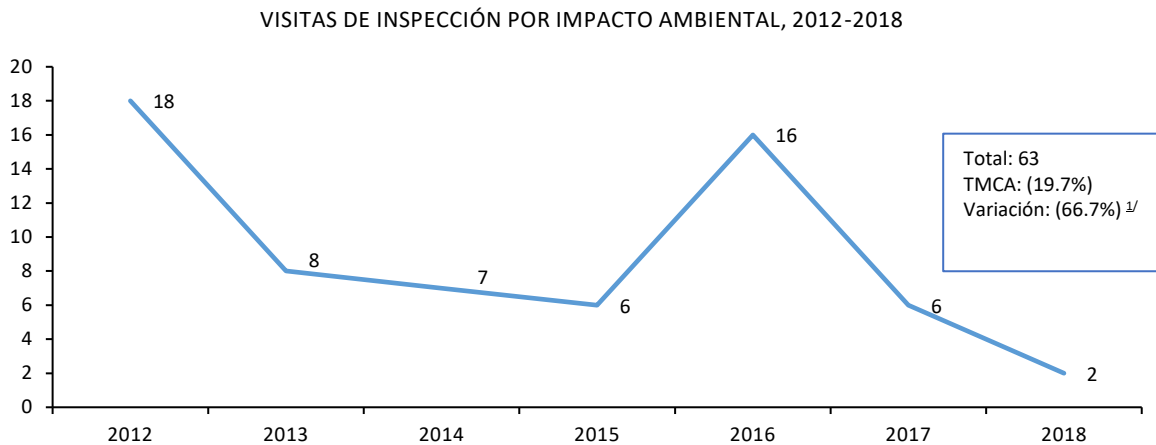


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la PROFEPA.

Con base en los subcomponentes de los dos mecanismos mencionados; a continuación, se presentan los resultados del periodo 2013-2018 de la labor de supervisión de la PROFEPA a las actividades de la industria eléctrica.

Visitas de inspección y vigilancia

Durante 2012 a julio de 2018, la PROFEPA ^{133/} ha realizado 63 visitas de inspección para vigilar el cumplimiento de las condiciones establecidas en las autorizaciones de impacto ambiental emitidas por la SEMARNAT para instalaciones de generación y transmisión de energía eléctrica, como se muestra a continuación:



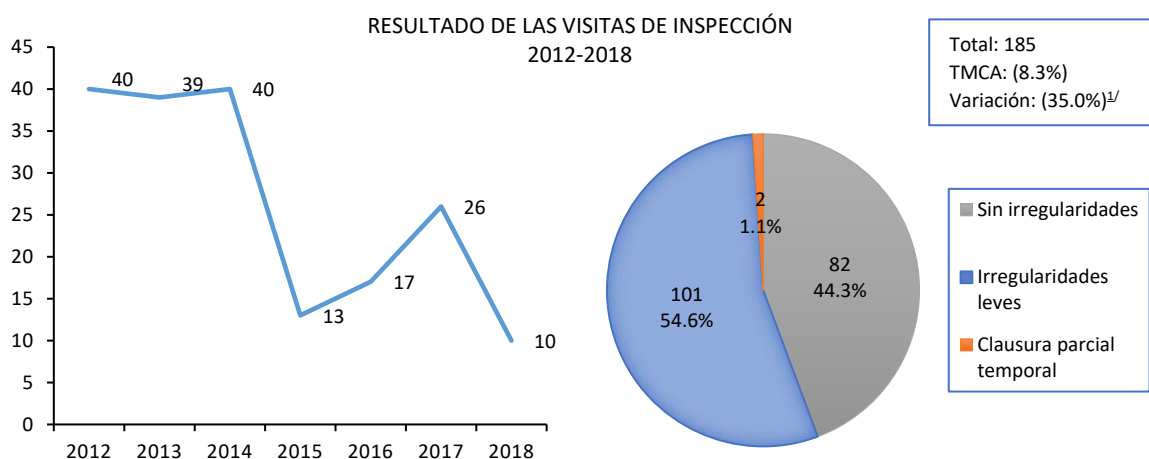
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información remitida por la PROFEPA por medio del oficio No. PFPA/6.1/10C.17.2/514/2018.

TMCA: La Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) se calculó con los datos a 2017, debido a que el de 2018 es una cifra preliminar.
^{1/} La Variación se calculó con el registro a 2017, debido a que los datos de 2018 son preliminares.

^{133/} La PROFEPA está facultada para imponer medidas correctivas y de restauración cuando sea necesario. Además, realiza dos tipos de visitas, las primeras son por impacto ambiental y tienen como objetivo determinar si lo que se estableció en las autorizaciones emitidas después del PEIA se cumple. Las segundas se realizan para verificar que las instalaciones eléctricas den cumplimiento a las disposiciones jurídicas ambientales aplicables a la industria eléctrica.

Durante el periodo de análisis, las visitas de inspección por impacto ambiental han decrecido 19.7% en promedio anual, con una variación del 66.7% al pasar de 18 visitas realizadas en 2012 a 6 al cierre de 2017; sin embargo, el comportamiento no ha sido constante, toda vez que en 2016 fue el año que registró el segundo mayor número de visitas con un total de 16. Asimismo, de acuerdo con la PROFEPA, de las 63 visitas efectuadas durante el periodo referido, tres (4.8%) resultaron con imposición de multa.

Respecto de las visitas por inspección, verificación, denuncia o emergencia para vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas ambientales aplicables a la industria eléctrica, durante el periodo de análisis se ejecutaron 185, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información remitida por la PROFEPA por medio del oficio No. PFPA/6.1/10C.17.2/514/2018.
 TMCA: La Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) se calculó con los datos a 2017, debido a que el de 2018 es una cifra preliminar.
^{1/} La Variación se calculó con el registro a 2017, debido a que los datos de 2018 son preliminares.

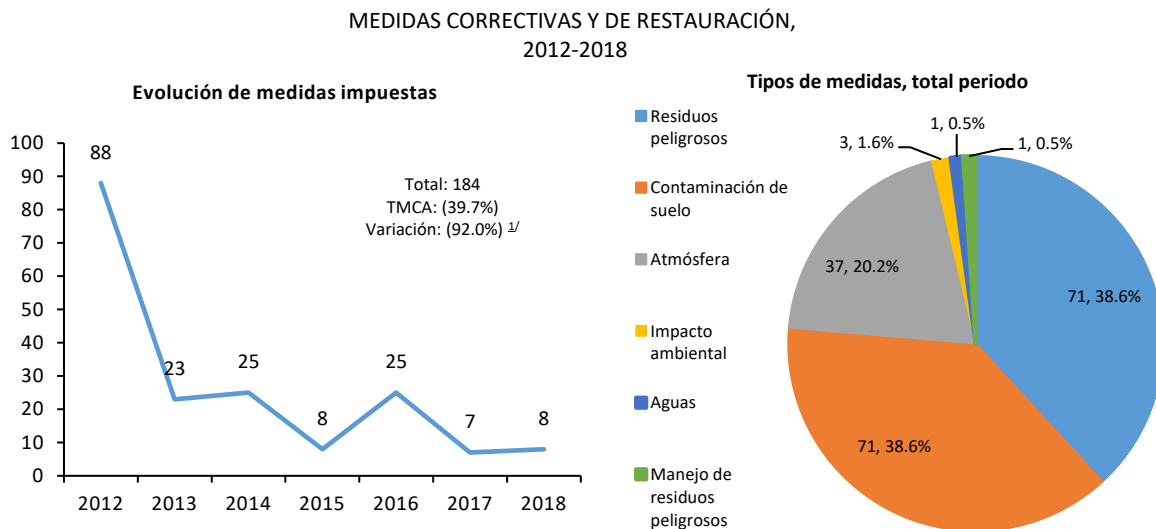
De 2012 a 2018, se han realizado 185 visitas de inspección, las cuales han disminuido en promedio anual un 8.3%, siendo 2015 el año donde se efectuó el menor número de visitas con 13. Asimismo, como resultado de las 185 inspecciones, en 82 (44.3%) no se detectaron irregularidades, en 101 (54.6%) se determinó que existían irregularidades leves y 2 restantes (1.1%) resultaron en la clausura parcial temporal de la instalación. Aunado a lo anterior, se impusieron 41 multas a instalaciones de la industria eléctrica por un total de 5.2 millones de pesos.

En este aspecto, destaca una tendencia inversa en las visitas de inspección las cuales disminuyen, mientras que el número de proyectos del sector eléctrico aumenta, todo lo cual pudiera ser causa que no se detecten inconsistencias.

Imposición de medidas correctivas y de restauración

La LGEEPA define a la restauración como el conjunto de actividades tendientes a la recuperación y restablecimiento de las condiciones que propician la evolución y continuidad de los procesos naturales. En ese sentido, las medidas correctivas y de restauración tienen como propósito rectificar actividades y procesos específicos de una instalación que generan impactos negativos sobre el medio ambiente.

Las visitas de inspección que tuvieron como resultado la aplicación de medidas técnicas correctivas y de restauración para subsanar las irregularidades detectadas en instalaciones de la industria eléctrica, presentaron los resultados siguientes:



FUENTE: Elaborado por la ASF con información remitida por la PROFEPA por medio del oficio No. PFPA/6.1/10C.17.2/514/2018.
TMCA: La Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) se calculó con los datos a 2017, debido a que el de 2018 es una cifra preliminar.
1/ La variación se calculó con el registro a 2017, debido a que los datos de 2018 son preliminares.

Durante el periodo de análisis se han impuesto 184 medidas correctivas y de restauración en las cuales, los responsables de las instalaciones eléctricas inspeccionadas deben asegurarse de corregir las irregularidades detectadas para poder seguir operando, la imposición ha disminuido 92.0%, toda vez que al inicio del periodo se impusieron 88, mientras que en 2017 fueron impuestas 7, con lo cual se determinó que han decrecido 39.7% en promedio anual. Cabe destacar que el comportamiento ha sido irregular, dado que 2014 y 2016 registran 25 medidas determinadas por año en comparación de 2015 y 2017 donde se registraron 8 y 7, respectivamente.

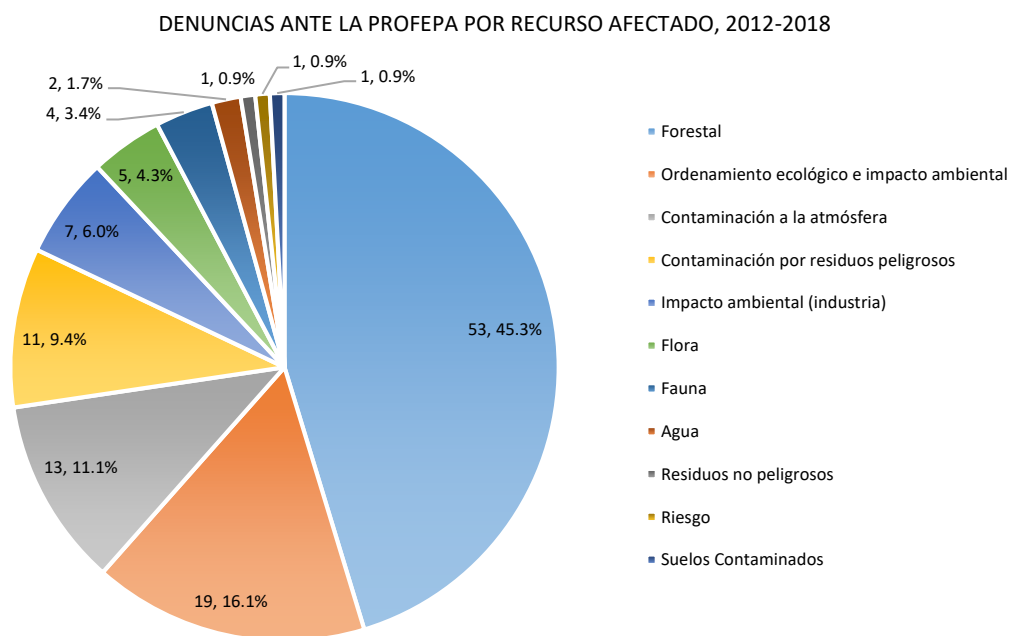
Del total de las medidas impuestas, 71 (38.6%) fueron por residuos peligrosos, 71 (38.6%) por contaminación del suelo, 37 (20.2%) por emisiones a la atmósfera, 3 (1.6%) por impacto ambiental,

1 (0.5%) por agua y 1 (0.5%) por manejo de residuos peligrosos. Los responsables de las instalaciones eléctricas inspeccionadas deben asegurarse de corregir las irregularidades detectadas para poder seguir operando.

Con el análisis del periodo, en general, se observa una reducción en las visitas de inspección y vigilancia, tanto las visitas para verificar el cumplimiento de lo establecido en las autorizaciones de impacto ambiental, como en las visitas para supervisar la atención a las disposiciones jurídicas ambientales aplicables a la industria eléctrica, lo cual, se infiere, contribuyó a que vaya a la baja la determinación de medidas correctivas y de restauración impuestas al sector.

Denuncias ante la PROFEPA

De acuerdo con la PROFEPA, durante el periodo 2012-2018 fueron atendidas 117 denuncias ciudadanas en contra de la Comisión Federal de Electricidad, clasificadas en función del tipo de recurso afectado: agua, contaminación a la atmósfera, contaminación por residuos peligrosos, residuos no peligrosos, fauna, flora, forestal, impacto ambiental (industria), ordenamiento ecológico e impacto ambiental e impacto ambiental, riesgo y suelos contaminados. Los resultados se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con información remitida por la PROFEPA por medio del oficio No. PFPA/6.1/10C.17.2/514/2018.

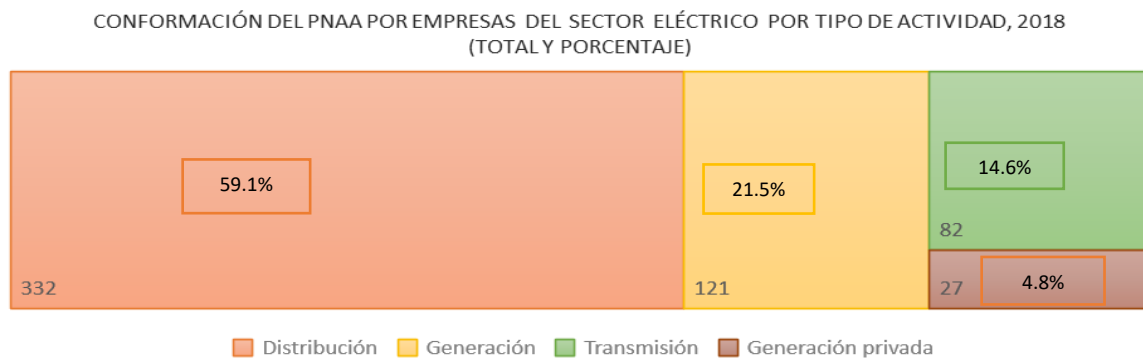
Del total de las 117 denuncias recibidas durante el periodo, 45.3% fueron por afectaciones a recursos forestales, en su mayoría originadas por la poda indiscriminada de árboles para evitar la obstrucción de postes y cables eléctricos. Es importante mencionar que, en 2013, la PROFEPA puso

en marcha la Cruzada Nacional por la Denuncia Ambiental, con el propósito de informar a la ciudadanía acerca de sus labores y facultades, así como sobre el funcionamiento del mecanismo de denuncia ambiental.^{134/}

Planeación y ejecución de auditorías ambientales en el sector eléctrico

El Programa Nacional de Auditoría Ambiental (PNAA) tiene como objetivo evaluar los procesos de una empresa relacionados con la contaminación, el cumplimiento de la normativa ambiental, de los parámetros internacionales y de buenas prácticas de operación e ingeniería.^{135/} Es un programa de carácter voluntario por lo que las empresas no tienen obligación de someterse a una auditoría ambiental. Sin embargo, una vez que una empresa decide ser partícipe de dicho mecanismo, se compromete a corregir las fallas que sean detectadas durante su ejecución.^{136/}

Las materias evaluadas por las auditorías para determinar el nivel de desempeño ambiental de una empresa son: aire y ruido; agua, suelo y subsuelo; residuos, energía, recursos naturales, vida silvestre, recursos forestales, riesgo ambiental, gestión ambiental y emergencias ambientales. Durante el periodo 2013-2018 se han registrado 737 empresas en el PNAA; sin embargo, durante el mismo periodo, 103 empresas no renovaron su certificación por lo que se han desincorporado del programa y dadas de baja. Por lo tanto, actualmente hay 562 empresas del sector eléctrico incorporadas en el PNAA, como se expone en la siguiente gráfica:



^{134/} A la PROFEPA le corresponde denunciar ante el ministerio público los actos, hechos u omisiones que impliquen la probable comisión de delitos contra el ambiente originados por instalaciones de la industria eléctrica. Durante el periodo 2013-2018 fueron presentadas dos denuncias, una en el estado de Morelos y otra en el estado de Puebla.

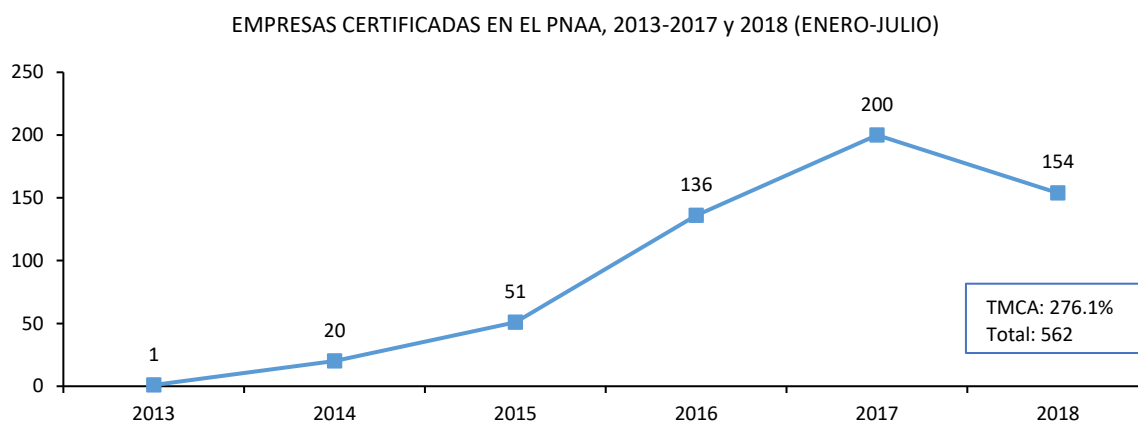
^{135/} Artículo 38 BIS, Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente.

^{136/} Las empresas que deseen someterse a una auditoría ambiental o renovar su certificado pueden elegir y contratar libremente los servicios de un auditor ambiental que se encuentre en el padrón aprobado por la PROFEPA. Aquellas empresas que operen en las mejores condiciones obtienen un certificado ambiental por un periodo de dos años; se otorgan tres tipos de certificados en función de las actividades de la empresa: industria limpia, calidad ambiental y calidad ambiental turística. Para el sector eléctrico, en el caso de las instalaciones de generación, el certificado obtenido es el de industria limpia. En el caso de las instalaciones de transmisión y distribución, el certificado obtenido es el de calidad ambiental.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información remitida por la PROFEPA por medio del oficio No. PFPA/6.1/10C.17.2/514/2018.

Como se muestra en la gráfica, las empresas con mayor participación en el PNAA son las encargadas de distribución de energía eléctrica, toda vez que, a 2018, representaron el 59.1% del total registrado en el programa, le siguen las de generación con un 26.3% de participación (21.5% corresponde a generación por CFE y 4.8% a generación privada) y el restante 14.6% a la transmisión.

A partir de 2013, se ha registrado un crecimiento significativo en la cantidad de empresas que pertenecen al PNAA y que en 2018 mantienen la certificación, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en remitada por la PROFEPA por medio del oficio No. PFPA/6.1/10C.17.2/514/2018.

TMCA: La Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) se calculó con los datos a 2017, debido a que el de 2018 es una cifra preliminar.

Durante el periodo 2013-2017, las empresas certificadas mediante el PNAA han aumentado a razón de una tasa promedio anual de 276.1 %. Además, en el primer semestre del 2018 ya se habían certificado 154 empresas, un avance significativo respecto de 2013. Es importante destacar que el incremento de las empresas certificadas se potencializó a partir de 2014, lo que coincide con la implementación de las modificaciones regulatorias de ese año.

El crecimiento sostenido del número de empresas certificadas demuestra que hasta la fecha el PNAA ha cumplido sus objetivos principales. A pesar de ser un programa de carácter voluntario, un número cada vez mayor de empresas decide participar.

En suma, en materia de regulación ambiental relacionada con las actividades de la industria eléctrica, se cuenta con disposiciones para definir obligaciones de reducción de emisiones contaminantes relativas a la industria eléctrica; Procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA), y cuidado ambiental. Las primeras y segundas son emitidas por SEMARNAT y se refieren a la

Normas Oficiales Mexicanas (NOM) que regulan las emisiones, y al proceso al que se deben someter cierto tipo de proyectos para determinar su viabilidad ambiental y autorizado o no.

Por lo que se refiere al cuidado ambiental, son instrumentos para regular y efectuar la supervisión de la normativa emitida por la SEMARNAT, para lo cual PROFEPA cuenta con el mecanismo coercitivo de inspección y vigilancia, y el mecanismo voluntario de autorregulación para promover y fortalecer el desempeño ambiental de las empresas.

Los resultados muestran que las visitas de inspección y vigilancia, así como la imposición de medidas coercitivas y de restauración han ido a la baja, mientras que los instrumentos auto regulatorios como lo es el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, para evaluar los procesos de una empresa con respecto a la contaminación, el cumplimiento de la normativa ambiental, de los parámetros internacionales y de buenas prácticas de operación e ingeniería, registran un aumento en la participación de las empresas que requieren certificarse. Lo anterior puede explicarse por los beneficios que resultan de contar con el respaldo de generador a partir de energías limpias como resultado de las modificaciones de 2014.

2.2.7. Conclusiones

Las disposiciones establecidas por la CRE, a partir de 2013, para la operación y desarrollo del sector eléctrico por medio del SEN y el MEM suman 80 instrumentos para la regulación de las actividades de transmisión y distribución, generación, suministro, uso de energías limpias, funcionamiento y operación del MEM, actividades de los usuarios calificados e instrumentos normativos transversales.

De modo que, dicha regulación permite al CENACE ejercer el control y operación del SEN, además, con la fijación de los elementos generales y operativos que los participantes deben atender, el sistema contará con las condiciones para que opere con eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad, con lo cual sea posible contribuir al desempeño del SEN y del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Con la normativa vigente, a 2017, el SEN se conformó por cuatro sistemas eléctricos, cuenta con interconexiones con Estados Unidos, Guatemala y Belice; 507 subestaciones de potencia y 107,042.6 kilómetros de líneas para actividades de transmisión; así como 1,841 subestaciones, 1,469.4 miles de transformadores y 829,925 kilómetros de líneas para

acciones de distribución, con lo cual, al cierre de 2017, se ha alcanzado una capacidad instalada total de 75,210.9 MW.

En cuanto al funcionamiento del MEM, el sustento normativo son las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas que en su conjunto constituyen las Reglas del Mercado y tienen el objetivo de promover la libre concurrencia y competencia en el sector eléctrico, así como fijar las condiciones necesarias para atraer inversión que propicie la generación por medio de energías limpias y estabilidad en los precios.

En este sentido, el MEM se constituye por distintos mercados, el Mercado de Energía de Corto Plazo, el cual se compone a su vez por el Mercado de Día en Adelanto (MDA), Mercado de Tiempo Real (MTR) y el Mercado de Hora en Adelanto (MHA), y es un instrumento de optimización para promover la participación y competencia de los generadores autorizados. Mediante el MDA se programa la oferta para atender la demanda cotidiana, y con el MTR se atienden las diferencias que llegaran por salidas no previstas como fallas en generación, falta de combustible, congestión de la red, por lo tanto, es necesario para balancear la oferta y demanda real. Asimismo, este mecanismo permite definir Precios Marginales Locales con base en los costos de operación y la disponibilidad garantizada.

Otro elemento del MEM son las subastas de mediano y largo plazo, las primeras se asignan contratos de cobertura eléctrica de tres años, para compra-venta de potencia y energía eléctrica, en condiciones de transparencia con opciones competitivas; en las segundas se asignan contratos de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias, con el fin de dar certidumbre de ingresos al generador y de precios al suministrador y a los usuarios. A 2017, se han realizado cuatro subastas, una de mediano y tres de largo plazo, en las que la asignación de productos y en la determinación de los precios han obtenido resultados relevantes.

El tercer componente del MEM es el Mercado para el Balance de Potencia; en él se calculan los precios de la Potencia, respondiendo a las condiciones de escasez o superávit, a fin de que la inversión sea la óptima. Su operación es fundamental para atender la demanda de Potencia, además de que se genera el ingreso adicional necesario para cubrir los costos fijos de las Centrales Eléctricas.

El último instrumento es el Mercado del Certificados de Energía Limpia, en el cual se comercializan títulos emitidos por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica

a partir de energías limpias, obligando a los grandes consumidores de electricidad a adquirir cierta cantidad de certificados anualmente, lo que permite que las centrales eléctricas limpias obtengan ingresos adicionales a los que obtienen por la venta de electricidad. Por lo tanto, este instrumento promueve la generación de energía eléctrica limpia.

Para el funcionamiento del SEN y el MEM, se requiere emitir permisos, autorizaciones o firmar contratos, para lo cual la CRE ha regulado los procesos e implementado los mecanismos necesarios para realizar, de manera electrónica, la administración, registro y supervisión de los mismos.

En cuanto a regulación tarifaria en materia de electricidad, la CRE ha desarrollado normativa específica para las actividades de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, así como las tarifas finales del Suministro Básico. En esta última categoría se observan modificaciones significativas en cuanto a la reorganización para el cálculo de la tarifa, toda vez que se simplificaron las categorías, las cuales pasaron de 23 a 12, y se reorganizó la división de las regiones tarifarias que cambiaron de 8 a 17, con lo cual se pretende que el cálculo de las tarifas sea más exacto y equitativo.

Otro aspecto importante, era la emisión de normativa para implementar mecanismos que contribuyan a garantizar el acceso a la cobertura universal a la energía eléctrica. Por lo tanto, se creó el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), a fin de lograr la electrificación de poblaciones rurales y zonas urbanas marginadas, efectuar el suministro de lámparas eficientes, y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación, por medio de las modalidades de extensión de red y suministro aislado. Dicho fondo es un fideicomiso que inició operaciones el 30 de septiembre de 2014 con la SHCP como fideicomitente y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos como fiduciario.

A marzo de 2018, el ingreso acumulado asciende a 4,767.8 millones de pesos; cabe señalar que los ingresos incrementaron significativamente, y con ello la disponibilidad, dado que, de 2016 a marzo de 2018, pasó de 747.4 a 2,795.0 millones de pesos, lo que significó un crecimiento del 274.0%, debido a que una de las fuentes consiste en el excedente de ingresos que resulte de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM, el cual inició operaciones en 2016.

El principal destino de los recursos del FSUE ha sido el financiamiento de proyectos para atender comunidades con necesidades de electrificación y ascienden a 1,966.0 millones de pesos, que representan el 99.7% del total de gastos, el resto se integra por concepto de honorarios,

consultorías, asesorías y otros. Asimismo, cuenta con el programa quinquenal del periodo 2017-2021 e indicadores de impacto y de gestión como mecanismos para medir el avance en la implementación de las acciones en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas del FSUE; sin embargo, a octubre de 2018, no se contó con reportes ni resultados al respecto, por lo que, con la información de SENER, se identificó que existe un avance superior al 50.0% en la primera etapa de su componente "Extensión de red", mientras que para "Aislado" no se reportan acciones realizadas.

Por último, es necesario considerar la regulación ambiental relacionada con las actividades de la industria eléctrica, para lo cual la SEMARNAT como responsable cuenta con disposiciones para definir obligaciones de reducción de emisiones contaminantes relativas a la industria eléctrica, en este caso las Normas Oficiales Mexicanas NOMS y regula el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental (PEIA) con el cual se analizan cierto tipo de proyectos para determinar su viabilidad ambiental y autorización.

Asimismo, se consideró el cuidado ambiental, por medio de instrumentos para regular y efectuar la supervisión de la normativa emitida por la SEMARNAT, para lo cual PROFEPA cuenta con el mecanismo coercitivo de inspección y vigilancia, y el mecanismo voluntario de autorregulación para promover y fortalecer el desempeño ambiental de las empresas.

Los resultados muestran que las visitas de inspección y vigilancia, así como la imposición de medidas coercitivas y de restauración han ido a la baja, mientras que los instrumentos auto regulatorios como lo es el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, para evaluar los procesos de una empresa con respecto a la contaminación, el cumplimiento de la normativa ambiental, de los parámetros internacionales y de buenas prácticas de operación e ingeniería, registran un aumento en la participación de las empresas que requieren certificarse aun cuando es voluntario. Lo anterior puede explicarse por los beneficios que resultan de contar con el respaldo de generador a partir de energías limpias como resultado de las modificaciones de 2014.

En suma, el Estado definió las obligaciones y necesidades de regulación y supervisión en materia de electricidad, al emitir disposiciones que norman el diseño y la operación del SEN y del MEM. Asimismo, se han regulado los procesos y componentes de cada uno con lo cual se cuenta con la estructura legal y regulatoria para fomentar la inversión privada nacional y extranjera, el desarrollo de un mercado en condiciones de competencia y libre concurrencia, así como para lograr la cobertura universal de servicio eléctrico en el país. Lo anterior también se apoya en la normativa

ambiental ya establecida por SEMARNAT y verificada por la PROFEPA, y se suma a los instrumentos para la consecución de las metas de transición al uso de fuentes limpias para la generación de electricidad y a la reducción del impacto ambiental como resultado de las actividades de la industria eléctrica.

2.3. Operación

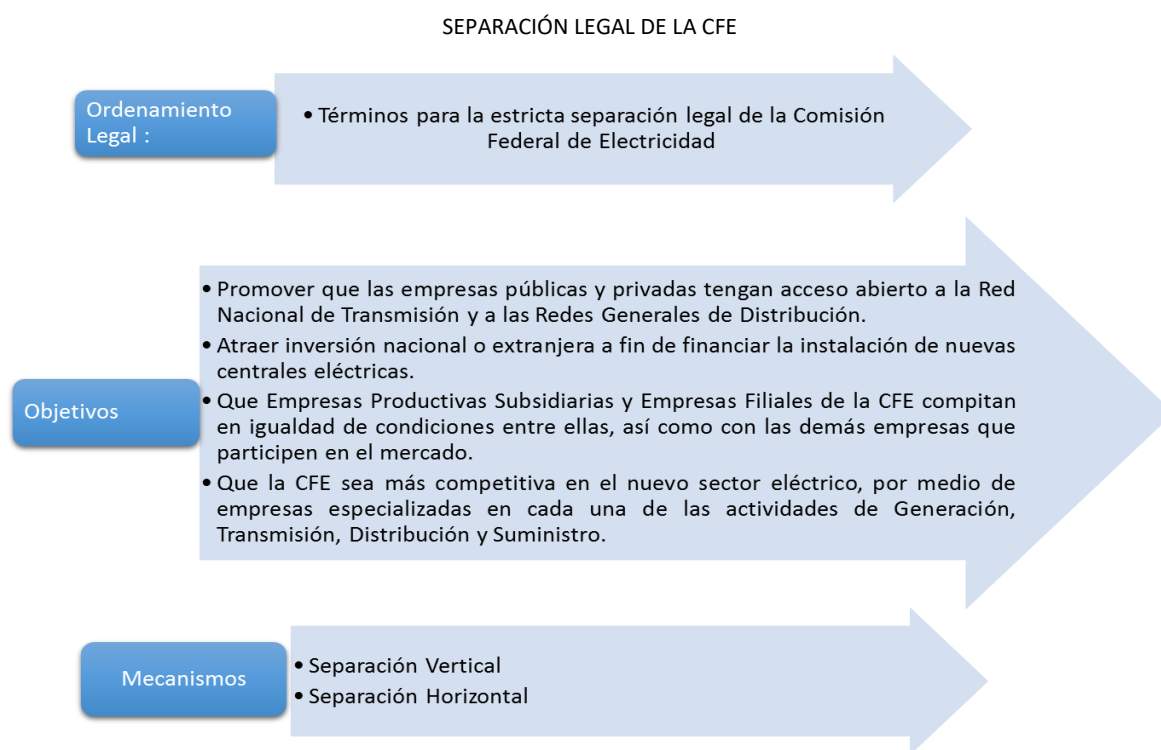
De acuerdo con la planeación nacional y sectorial, así como con la exposición de motivos de la actual política energética, la parte operativa de la política, que está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, tiene deficiencias en los procesos de generación, transmisión y distribución, que ocasionaban pérdidas de energía; así como ineficiencias en la comercialización de energía eléctrica en el país. Asimismo, la comisión presenta un déficit financiero y el deterioro de su patrimonio. Aunado a ello, se consideró que el esquema con el que operaba la comisión, como organismo descentralizado, no era el adecuado para el cumplimiento de sus fines como empresa responsable del suministro eléctrico, y sus objetivos internos en términos de ser rentable y generar valor económico.

La política vigente fomenta la entrada de particulares a los procesos de la industria, mediante el Mercado Eléctrico Mayorista, con el objetivo de optimizar la infraestructura eléctrica nacional; incrementar la generación con la participación pública y privada, a bajos costos y mayor uso de tecnologías limpias; además de optimizar los procesos de transmisión, distribución y comercialización y, con ello, subsanar las finanzas de la empresa, a fin de que pueda ser rentable y genere valor económico, con la adopción de un nuevo esquema operativo, como Empresa Productiva del Estado.

Para valorar los avances en la consecución de ese objetivo, en primer lugar, se analizó la separación legal y financiera de la CFE, así como su gobierno corporativo, posteriormente, los efectos y avances en los procesos operativos de la empresa, generación, transmisión, distribución, las pérdidas de energía, la comercialización (suministro). Finalmente, se evaluó el desempeño financiero de la empresa.

2.3.1 Separación Legal y Financiera de la Comisión Federal de Electricidad.

Como se mencionó en el apartado normativo-institucional, las modificaciones constitucionales de 2013 tuvieron distintos efectos, entre ellos, se establecieron los términos para la separación legal de la CFE para los procesos de la industria eléctrica. En este sentido, el siguiente esquema sintetiza los objetivos y mecanismos para realizar dicha separación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad publicados el 11 de enero de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

La principal finalidad para llevar a cabo una separación de esta naturaleza en la CFE fue propiciar las condiciones para que la operación del sector se realice de forma eficiente y observe en todo momento los criterios de competencia y libre concurrencia; además, con este acontecimiento, la CFE estará en posibilidades de competir mediante empresas encargadas de una actividad específica del sector. La separación legal quedó de la manera siguiente:

- Generación, se implementaron seis Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), también conocidas como CFE Gencos, para evitar la concentración de mercado, las cuales se dividen en cinco de plantas propias y una para administrar los contratos de Productores Independientes de Energía. Dichas subsidiarias cuentan con gobierno corporativo para cada

una, a fin de asegurar que actúen en el mercado de manera independiente, con autonomía y compitan entre sí. Además, cuenta con una filial para administrar los contratos de interconexión legados.

- Transmisión, se designó una empresa subsidiaria para realizar esta actividad, la cual conserva su carácter de reservada al Estado.
- Distribución, se asignó una empresa subsidiaria para distribuir la energía, la cual conserva su carácter de reservada al Estado y, con el objetivo de mejorar desempeño, desarrolla sus actividades por medio de Unidades de Negocio asignadas a cada una de las 16 Divisiones de Distribución. ^{137/}
- Comercialización, se creó una subsidiaria para realizar el Suministro Básico específicamente, para lo cual debe contratar su energía y los demás productos que requiera, mediante procesos competitivos (subastas y contratos legados). Además, la CFE cuenta con empresas filiales verticalmente para efectuar el Suministro Calificado y la Proveeduría de Insumos Primarios.
- Otras actividades, aunado a las empresas mencionadas, la CFE cuenta con dos filiales más, una para competir en el mercado internacional de combustibles y energía eléctrica, y la otra para la administración del primer fideicomiso mexicano de inversión en energía e infraestructura o fibra E. ^{138/}

Después de la separación legal de la CFE, se definió la separación financiera para asignar sus activos a las Empresas productivas subsidiarias y empresas filiales descritas anteriormente, como se describe a continuación.

A 2016, los activos de la CFE se componían por más del 85.0% de la capacidad de generación eléctrica del país, alrededor de 122,136 kilómetros de líneas de transmisión y subtransmisión, y una cartera de más de 40 millones de clientes, por lo que, con la separación de activos, se espera que la CFE por medio de sus empresas productivas subsidiarias, garantice el suministro de electricidad, disminuyendo sus tarifas y sustituyendo los combustibles contaminantes por los de menor costo y más responsables con el medio ambiente, a fin de beneficiar a la población y contribuir al desarrollo de las actividades económicas, industriales y comerciales del país, convirtiéndose en una empresa rentable, competitiva y confiable.

^{137/} 1 Baja California, 2 Bajío, 3 Centro Occidente, 4 Centro Oriente, 5 Centro Sur, 6 Golfo Centro, 7 Golfo Norte, 8 Jalisco, 9 Noroeste, 10 Norte, 11 Oriente, 12 Peninsular, 13 Sureste, 14 Valle de México Centro, 15 Valle de México Norte y 16 Valle de México Sur.

^{138/} En el apartado normativo institucional se muestran datos específicos.

En el caso de la generación, la CFE implementó la división de sus activos, centrales y contratos, entre las seis Gencos, con el objetivo de generar rentabilidad individual y competir entre sí, para facilitar la entrada al mercado de nuevos actores. La división de los activos la realizó la SENER mediante las etapas siguientes: 1) proceso de definición de mercados; 2) análisis de separación horizontal, y 3) el Índice de Herfindahl e Hirschman (IHH) ^{139/}. Dichas etapas son coincidentes con el problema que identificó el Estado; además, son un elemento comúnmente utilizado para romper la dominancia de una empresa en determinado mercado.

En este sentido, y con base en los Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 4 de noviembre de 2016, se asignaron las centrales eléctricas y contratos a las Empresas subsidiarias de Generación de CFE, las cuales quedaron como se muestra a continuación:

ASIGNACIÓN DE CENTRALES Y ACTIVOS A LAS GENCOS, 2016

Empresa subsidiaria	Centrales eléctricas o contratos asignados	Participación (%)
Genco I	44	19.6%
Genco II	32	14.2%
Genco III	34	15.0%
Genco IV	20	8.9%
Genco V	35 ^{1/}	15.6%
Genco VI	60	26.7%
Total	225	100.0%

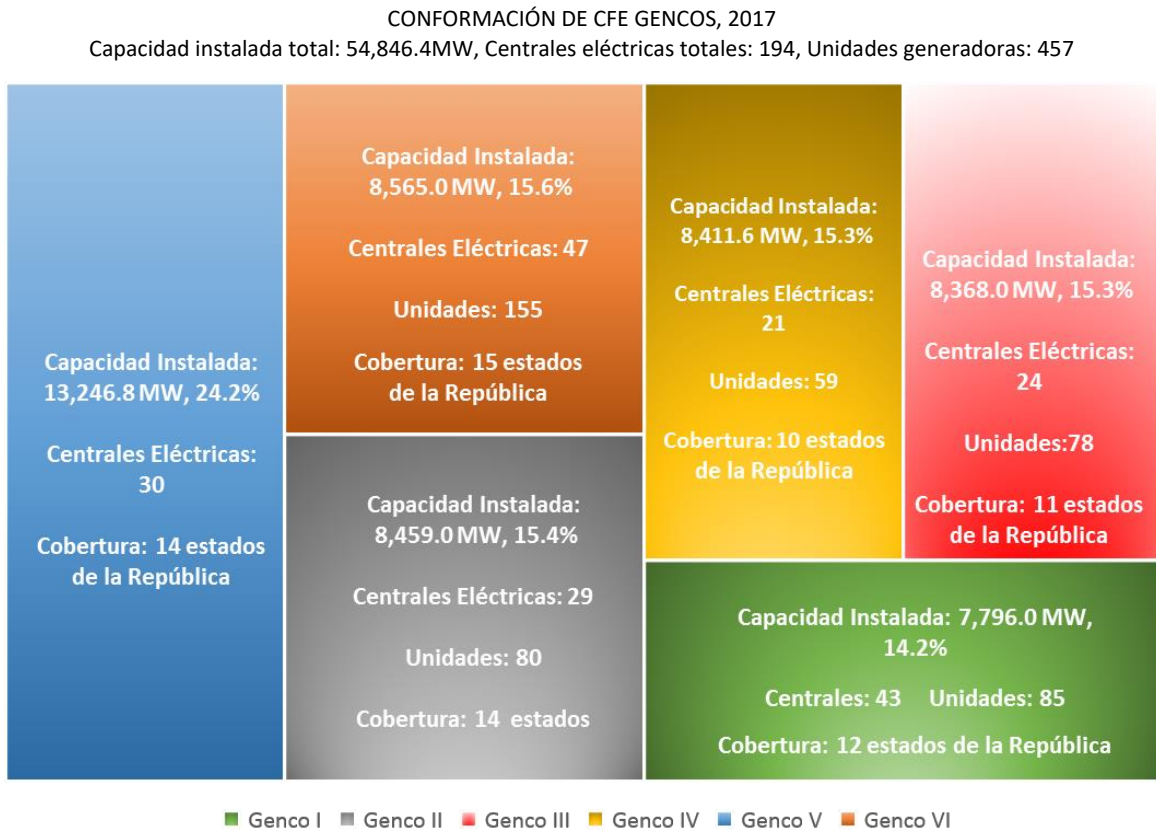
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 4 de noviembre de 2016 en el Diario Oficial de la Federación.

^{1/} Se refiere a las centrales licitadas bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE).

A noviembre de 2016, la asignación de los 225 activos de la CFE, compuestos por 190 Centrales eléctricas propias y las 35 licitadas bajo el esquema de Productor Independiente de Energía, se distribuyeron en las 6 Gencos a fin de que todas tuvieran presencia a lo largo del territorio nacional y no existiera concentración de mercado que limitara la competencia; cabe destacar que, la Genco V tiene la particularidad de contar con el total de las centrales licitadas o por licitar bajo PIE.

^{139/} Índices de concentración de referencia empleado en el estudio económico que se centra en los niveles de concentración existentes en los mercados, mencionado en los Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas reductivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad publicados el 4 de noviembre de 2016.

A 2017, la composición, participación y capacidad instalada por Genco quedó como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los resultados de las Empresas Productivas Subsidiarias de Generación del Informe Anual 2017 de CFE.

Al cierre de 2017, las seis Gencos de la CFE, operaron por medio de 194 Centrales Eléctricas ^{140/} y 457 unidades de generación con una capacidad instalada total de 54,846.4 MW, siendo la V la que cuenta con la mayor capacidad con el 24.2% (13,246.8 MW), ^{141/} mientras que el resto de las subsidiarias aportan entre el 14.2% y 15.6% cada una. Cabe destacar que, para la revisión de la Cuenta Pública de 2017, la ASF realizó auditorías para evaluar el desempeño de cada Genco, por lo que los informes de auditoría correspondientes se pueden consultar en las direcciones electrónicas respectivas. ^{142/}

^{140/} En el Anexo IV, se muestra el listado de dichas centrales clasificadas por Genco.

^{141/} Es necesario señalar que la capacidad referida corresponde a las centrales licitadas bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE).

^{142/} Auditorías de Desempeño: 527-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I; 1690-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II; 1691-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III.

Transmisión, para el caso de la subsidiaria de este proceso, se le asignaron los activos consistentes en las líneas y subestaciones con tensión igual o superior a 69 kV y el equipo relacionado; al cierre de 2017, esta empresa operó con 107,042 km de líneas de transmisión y 507 subestaciones de potencia con una capacidad total de 158,035.0 MVA. ^{143/} La información completa de la auditoría se puede consultar en el informe "528-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión". ^{144/}

Distribución, respecto de la subsidiaria correspondiente a esta actividad, se le asignaron los transformadores de subestaciones que en su lado secundario transformen en voltajes menores a 69 kV, así como los equipos asociados a dichos transformadores. Es así que, a diciembre de 2017, cuenta con una infraestructura compuesta por más de 2,000 subestaciones eléctricas, todas telecontroladas; más de 1.4 millones de transformadores de distribución, alrededor de 800,000 km de líneas de media y baja tensión, poco más de 22,000 vehículos de trabajo, 730 plantas de emergencia y 72 subestaciones móviles. ^{145/} La información completa de la auditoría se puede consultar en el informe "1695-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución". ^{146/}

Como resultado de las modificaciones normativas de 2014, la separación legal y financiera de la CFE se realizó en los términos establecidos; sin embargo, la CFE solicitó una consultoría particular a fin de contar con datos que proporcionaran insumos para la toma de decisiones al respecto. Los resultados de dicha consultoría mostraban que la opción más viable era separar las actividades de Generación en cinco Unidades de Negocio o Gencos, a las cuales se les asignarían centrales eléctricas de diferentes tipos distribuidas en todo el territorio nacional, a fin de promover la competencia y libre concurrencia.

III; 1692-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV; 1693-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V, y 1694-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI, disponibles en https://www.asf.gob.mx/Section/58_Informes_de_auditoria.

^{143/} Cifras tomadas del Informe Anual 2017 de la CFE, disponible en: https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe_anual/infoanua17.pdf

^{144/} Auditoría Superior de la Federación, Auditoría 528-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión, Cuenta Pública 2017, disponible en https://www.asf.gob.mx/Section/58_Informes_de_auditoria

^{145/} Cifras tomadas del Informe Anual 2017 de CFE, disponible en https://app.cfe.mx/informe2007/011_a.html

^{146/} Auditoría Superior de la Federación, Auditoría 1695-DE, Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución, Cuenta Pública 2017, disponible en https://www.asf.gob.mx/Section/58_Informes_de_auditoria

Los datos proyectados también mostraron que la capacidad instalada de las Gencos tendría una tendencia a la baja en un periodo de 10 años, toda vez que muestran variaciones negativas del 1.5% al 22.4%, lo que significa menor generación y menor capacidad de competencia en el mercado. Además, la información proyectada indica que para la generación se seguirá usando un gran porcentaje de combustibles con precios volátiles que dependen de factores externos como la gasolina, el gas y el diésel. Cabe resaltar que, el documento en cuestión no ofrece información respecto de la situación financiera de cada una de las Gencos, por lo que no es posible conocer si esta organización de activos favorece la rentabilidad y generación de valor de cada una de las empresas subsidiarias.

En el caso de los pasivos laborales de la CFE, de acuerdo con la auditoría 518-DE "Estricta Separación Legal" realizada por la ASF con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017, se dividió en directamente asignable ^{147/} e indirectamente asignable. ^{148/} Al respecto, se determinó que no existe documentación oficial que acredite la plantilla laboral asignada para cada EPS, filial o la misma CFE, ni la distribución del costo del pasivo laboral indirectamente asignable. ^{149/} Asimismo, se ordenó la asignación de los pasivos financieros, clasificados como deuda directamente asignable e indirectamente asignable; al respecto, como resultado de la misma auditoría, se determinó que la CFE no contó con documentación que acredite la identificación, a nivel transnacional, del uso otorgado a la deuda financiera a corto y largo plazo de los créditos bancarios y bursátiles, la porción a corto y largo plazo de la deuda asociada en Proyectos de Inversión de Infraestructura Productiva con Registro Diferido en el Gasto Público (PIDIREGAS) e instrumentos financieros derivados asociados, determinando la EPS o Filial que deberá asumir la liquidación correspondiente. Asimismo, no midió ni asignó a cada EPS o Filial la totalidad de la deuda no identificable directamente, por lo que no se ha dado atención, en este rubro, a los TESL de la CFE.

^{147/} De conformidad con el numeral 9.4.2. de los TESL de la CFE, se refiere a la plantilla laboral asignada a cada EPS o Filial.

^{148/} De acuerdo con el numeral 9.4.3. de los TESL de la CFE, se refiere al costo que representan los jubilados, pensionados y el personal del corporativo.

^{149/} Como resultado de la auditoría se emitió la recomendación a la CFE en el sentido de que cuantifique de forma clara y precisa el monto y composición de sus pasivos laborales, a partir de la plantilla laboral asignada a cada unidad de negocio (EPS, Filial o la propia CFE), con el fin de asignar costos de constitución de la reserva y el pago de la compensación de dicho pasivo a la correspondiente estructura de pasivos y gasto operativo de cada EPS y filial, a fin de atender lo establecido en los TESL de la CFE.

En suma, la separación legal y financiera de la CFE cuenta con elementos para que la operación del sector eléctrico se ejerza en condiciones de competencia y libre concurrencia; lo que permitirá a la CFE participar mediante empresas encargadas de una actividad específica del sector; sin embargo, no se dispone de información concluyente respecto de la forma en la que estas acciones permitirán a la CFE ser rentable y generar valor económico al Estado, debido a que la forma en la que se asignaron los activos, si bien puede propiciar la competencia, no permite que las EPS realicen economías de escala, dado que la ubicación de sus plantas se dispersa por el territorio nacional; además, las plantas generadoras dependen de distintos tipos de combustibles, lo que limita la especialización de las EPS, y son altamente vulnerables a los costos internacionales del gas natural, principal combustible utilizado en la generación eléctrica, y no considerados como fuentes limpias, lo que tampoco contribuye a la transición al uso de energías amigables con el ambiente para la generación de electricidad.

2.3.2 Gobierno corporativo

Con la implementación de la actual política energética, se estableció, por primera vez en México, un mercado eléctrico en el que la generación y comercialización de energía eléctrica quedan abiertas a la competencia de empresas nacionales ^{150/} e internacionales.

Como parte de la evaluación de la Empresa Productiva del Estado CFE, la ASF revisó los postulados de la OCDE publicados en 2004, ^{151/} con la finalidad de contar con elementos para examinar el marco institucional vinculado con la gobernanza y, con ello, mejorar la operación de las empresas públicas y privadas; ^{152/} asimismo, en 2015, se establecieron las directrices, con el propósito de profesionalizar al Estado como propietario de empresas productivas; hacer que las del orden público

^{150/} Se publicó el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos (CPEUM) en Materia Energética, la cual tuvo por objeto fortalecer a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como Empresa Productiva del Estado; modernizar su organización, administración y estructura corporativa, con base en las mejores prácticas internacionales, y establecer el mandato de generar valor económico y rentabilidad para el Estado. A partir de ello, la CFE se reorganizó en nueve Empresas Productivas Subsidiarias (EPS): seis de generación (CFE Generación I, II, III, IV, V y VI), una de transmisión, una de distribución y una de suministro, las cuales participan de forma independiente en la cadena productiva de la energía eléctrica.

^{151/} La Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE) constituye un foro excepcional, en el que los gobiernos de 34 países, incluyendo México, trabajan conjuntamente con la finalidad de hacer frente a los desafíos económicos, sociales y medioambientales. La OCDE dirige, comprende y ayuda a las instituciones a instaurar los medios para resolver problemas, identificar buenas prácticas y trabajar en coordinación de las políticas nacionales e internacionales, así como en la instauración del gobierno corporativo.

^{152/} OCDE, 2004, "Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE". Francia, p.11.

funcionen con eficacia, transparencia y responsabilidad similar al de las privadas que aplican buenas prácticas, y asegurar que la competencia se desarrolle en igualdad de condiciones.^{153/}

El gobierno corporativo se refiere a los medios internos por los cuales las empresas son operadas y controladas, con la finalidad de establecer los objetivos y procedimientos para mejorar su funcionamiento organizacional; además, asegura que su contribución garantice la eficiencia económica y la competitividad.^{154/} Asimismo, proporciona la estructura para definir, implementar y monitorear las metas y objetivos de la empresa para asegurar la transparencia y la rendición de cuentas.^{155/} Los principios y las directrices de la OCDE en materia de gobierno corporativo se muestran en el cuadro siguiente:

^{153/} OCDE, 2015, "Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas". París, p. 11.

^{154/} OCDE, 2016, "Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas". París, p. 3.

^{155/} World Bank Group, 2014, "Corporate Governance of State-Owned Enterprises". Estados Unidos, 2014.

PRINCIPIOS Y DIRECTRICES DE LA OCDE SOBRE GOBIERNO CORPORATIVO

Principios	Directrices
I) Garantizar la base de un marco eficaz para el gobierno corporativo	I) Razones que justifican la propiedad pública
Promover la transparencia y eficacia de los mercados.	Difundir, supervisar y evaluar los objetivos que justifican la empresa, con la finalidad de maximizar el bienestar de la ciudadanía, por medio de la eficiente asignación de recursos, así como implementar procedimientos oportunos de rendición de cuentas.
II) Derechos de los accionistas y funciones clave en el ámbito de la propiedad	II) El papel del Estado como propietario
Amparar y facilitar el ejercicio de los derechos de los accionistas.	Contar con transparencia en la gobernanza de las empresas públicas, así como con procedimientos de nombramiento de los miembros de los Consejos de Administración; definir mandatos y objetivos generales, incluidos los financieros; instaurar mecanismos de información que hagan posible el seguimiento, la fiscalización y la evaluación del desempeño, y elaborar políticas de divulgación.
III) Tratamiento equitativo de los accionistas	III) Las empresas públicas en el mercado
Garantizar el trato equitativo de los accionistas.	Garantizar la igualdad de condiciones y la competencia en los mercados en los que desarrolla su actividad, asegurar que las empresas públicas no obtengan beneficio de los apoyos financieros que les otorguen ventaja frente a sus competidores privados y fomentar la generación de una rentabilidad similar a la obtenida por las empresas privadas.
IV) El papel de las partes interesadas en el gobierno corporativo	IV) Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores
Reconocer los derechos de las partes interesadas y fomentar la cooperación entre sociedades y dichas partes.	Reconocer los derechos de todos los accionistas y garantizar un trato equitativo, así como el acceso igualitario de la información corporativa y aplicar los Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE.
V) Revelación de datos y transparencia	V) Relaciones con actores interesados y responsabilidad empresarial
Garantizar la revelación oportuna y precisa de todas las cuestiones materiales relativas a la sociedad, incluida la situación financiera, los resultados, la titularidad y la gobernanza de la empresa.	Adoptar, aplicar, supervisar y difundir los métodos de control interno, códigos éticos y medidas o programas de cumplimiento, incluidos los que contribuyeron a prevenir el fraude y la corrupción.
VI) Las responsabilidades del consejo	VI) Divulgación y transparencia
Garantizar la orientación estratégica de la empresa, el control efectivo de la dirección ejecutiva por parte del Consejo y su responsabilidad frente a la empresa y los accionistas.	Difundir la información financiera y no financiera relevante con base en las normas de alta calidad reconocidas internacionalmente sobre difusión de información empresarial, por lo que las actividades realizadas comprenderán los aspectos siguientes: 1) objetivos de la empresa y su cumplimiento; 2) resultados financieros y de explotación de la empresa; 3) estructura, propiedad y voto de la empresa; 4) remuneraciones de los miembros del Consejo de Administración y el procedimiento de nombramiento, y 5) estados financieros anuales sometidos a una auditoría externa.
	VII) Las obligaciones de los Consejos de Administración de las empresas públicas
	Contar con la suficiente autoridad, competencia y objetividad para que el Consejo de Administración realice sus funciones, así como actuar con integridad y aplicar mecanismos para evitar los conflictos de intereses.

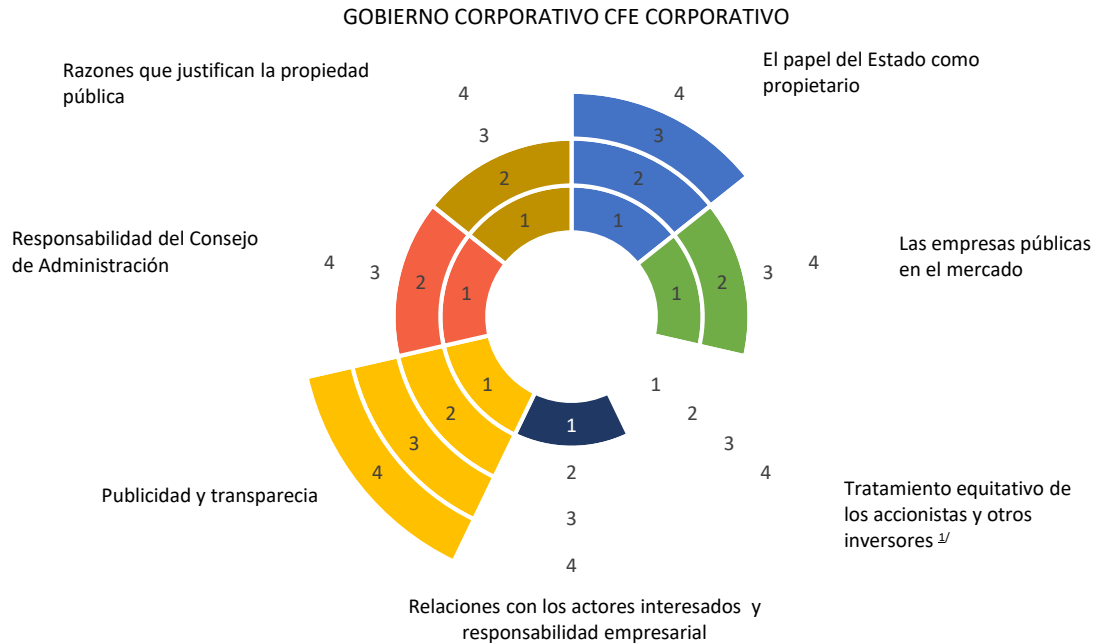
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los Principios y las Directrices de la OCDE sobre Gobierno Corporativo, 2015.

Para verificar si la CFE contó con una organización y estructura corporativa, acorde con las mejores prácticas internacionales; alineó sus actividades definidas en el Plan de Negocios de la CFE, conduciendo sus operaciones con base en la planeación y visión estratégica; emitió lineamientos relativos a su alineación corporativa, evaluación y las políticas para que la CFE otorgará garantías a su favor, se desarrollaron los tres apartados siguientes: a) alineación con las directrices de la OCDE; b) diseño del Plan de Negocios, y c) estructura de Gobierno Corporativo.

a) Alineación con las directrices de la OCDE

Para evaluar la alineación de CFE con las directrices de la OCDE en materia de gobierno corporativo, se utilizó la clasificación siguiente: a) no implementado, se refiere a la ausencia total de acciones; b) en formación, se utilizará para clasificar las acciones en las que al menos existe un proyecto para la

implementación de acciones; c) en desarrollo, acciones implementadas, aunque, no necesariamente se disponga de resultados, y d) optimizado, describe acciones implementadas y reporta resultados, lo anterior no implica por sí mismo la calidad de dichos resultados.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del gobierno corporativo, proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad.

^{1/} La Comisión Federal de Electricidad es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con personalidad jurídica y patrimonio propios y gozará de autonomía técnica, operativa y de gestión, por lo que no cuenta con socios.

n.a. No aplica
 1 No implementado
 2 En formación
 3 En desarrollo
 4 Optimizado

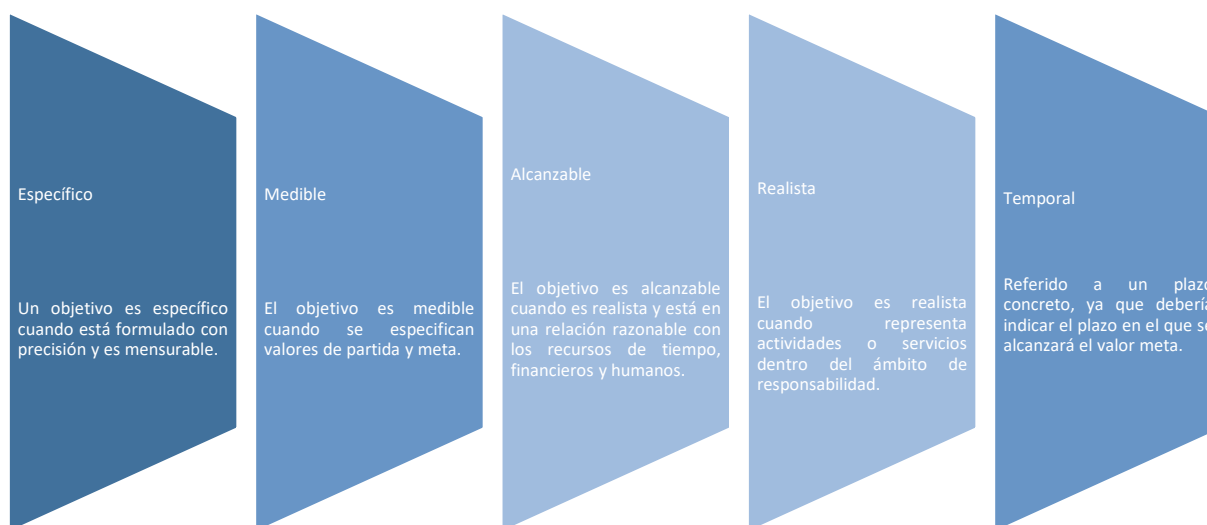
En el radar se puede visualizar que la CFE tiene el avance siguiente: tres directrices se encuentran en procesos de planeación, una en proceso de implementación, una optimizada y en una no se visualizaron avances. Respecto de la directriz “Tratamiento equitativo de los accionistas y otros inversores” no aplica, debido a que la CFE no cuenta con socios, ya que es una Empresa Productiva del Estado. La información específica de la alineación se puede consultar en el Anexo V.

b) Diseño del Plan de Negocios de la CFE

En este apartado se analiza el diseño del Plan de Negocios de la CFE, respecto del cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 13 de la Ley de Comisión Federal de Electricidad. Para la revisión de los objetivos del plan, se evaluó que estos cumplieran con los criterios: Específico,

Medible, Alcanzable, Realista y Temporal (SMART, por sus siglas en inglés) definidos por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), en los Estándares de Calidad para la Evaluación del Desarrollo.

Los cinco criterios SMART son considerados las principales pautas de calidad para medir los objetivos por la OCDE. Las características de cada uno de ellos se presentan a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con información del documento: Estándares de Calidad para la Evaluación del Desarrollo, OCDE, 2010.

El análisis del diseño de los objetivos contenidos en el Plan de Negocios de la CFE, se muestra en el cuadro siguiente:

DISEÑO DEL PLAN DE NEGOCIOS, DE LA CFE

Criterio	Contenido del Plan de Negocios							
Los objetivos, líneas y oportunidades de negocio de la empresa.	Objetivos							
	Objetivos	Criterios SMART					Suficiente	
		Específico	Mensurable	Alcanzable	Realista	Referido a un plazo concreto	Sí	No
	Sostenibilidad Financiera	✓	x	x	✓	✓		x
	Palancas de Mejora para la generación de flujo y EBITDA	✓	✓	x	✓	x		x
	Digitalización y tecnología.	x	x	x	x	x		x
	Análisis							
	En el apartado 4.1 Objetivos Corporativos de la CFE del Documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2017-2021, se identificó que se establecieron tres objetivos, con el análisis de estos, se determinó que ninguno cumple la totalidad de los criterios SMART por lo que son insuficientes.							
	Líneas y oportunidades de negocio de la empresa							
	En el documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2017-2021 de la CFE Corporativo, se identificaron seis pilares transversales: costo y productividad; estructura financiera; estrategia regulatoria proactiva; garantizar la seguridad; nuevo modelo operativo; desarrollo función social, y habilitación digital.							

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el documento "Principales Elementos del Plan de Negocios 2017-2021".

Con la revisión del Plan de Negocios de la CFE, se constató que en el criterio "Los objetivos, líneas y oportunidades de negocio de la empresa", se establecieron tres objetivos: sostenibilidad financiera, palancas de mejora para la generación de flujo y EBITDA y digitalización y tecnología; sin embargo, dichos objetivos no cumplen con la totalidad de los criterios SMART. Respecto de las líneas y oportunidades de negocio de la empresa, se identificaron seis pilares transversales: estructura financiera, estrategia regulatoria proactiva, garantizar la seguridad, nuevo modelo operativo, desarrollo funcional social y habilitación digital; no obstante, no se identificaron las oportunidades de negocio de la empresa, por lo que se consideró un avance del 40.0% en este criterio.

Como resultado de las auditorías realizadas a las EPS de la CFE, en general, se identificaron deficiencias en la definición de indicadores y se requiere de métricas adicionales, ya que, en los Planes de Negocio 2017-2021, no hay indicadores ni definiciones que especifiquen cómo medir la rentabilidad y generación de valor económico, por lo que la ASF considera que CFE Corporativo debe implementar mecanismos para que sus EPS alineen sus actividades a su Plan de Negocios.

c) Estructura de Gobierno Corporativo

Con la finalidad de evaluar el avance de la CFE en el establecimiento del gobierno corporativo, se realizó el análisis siguiente:

ACTIVIDADES REALIZADAS POR LA CFE, EN MATERIA DE GOBIERNO CORPORATIVO

Mandato	Normativa	Evaluación				Comentarios
		1	2	3	4	
Estructura de Gobierno Corporativo						
Ley de la Comisión Federal de Electricidad						
Art 11	La Comisión Federal de Electricidad será dirigida y administrada por un Consejo de Administración y un Director General.					Se verificó que CFE contó con un Consejo de Administración y con un Director General.
Art 14	El Consejo de Administración estará integrado por diez consejeros.					CFE mediante el Acuerdo CA-001/2014 del 13 de octubre de 2014 señaló la integración del Consejo de Administración.
Art.39	El Consejo de Administración contará con los comités que al efecto establezca. En todo caso, contará con los comités de: I. Auditoría; II. Recursos Humanos y Remuneraciones; III. Estrategia e Inversiones, y IV. Adquisiciones, Arrendamientos, Obras y Servicios.					Se verificó la integración de los comités del Consejo de Administración, mediante el Acuerdo CA-007/2014 del 22 de octubre de 2014. • Comité de Auditoría. • Comité de Recursos Humanos y Remuneraciones. • Comité de Estrategia e Inversiones. • Comité de Adquisiciones, Arrendamiento, Obras y Servicios.
Art 52	La Auditoría Interna será dirigida por un titular designado por el Consejo de Administración, a propuesta del Comité de Auditoría.					CFE, proporcionó el documento “Designación de los Auditores Internos en las Empresas Productivas Subsidiarias” del Consejo de Administración y el Comité de Auditoría. Además, se verificó que el Consejo de Administración designó al titular de la Auditoría Interna.
Art. 69	Las empresas productivas subsidiarias y empresas filiales deberán alinear sus actividades al Plan de Negocios de la Comisión Federal de Electricidad.					Las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) no alinearon sus actividades con el Plan de negocios de CFE.

Fuente: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad.

1	No implementado: Sin avances
2	En planeación: Proceso de planeación
3	En formación: En proceso de implementación
4	Optimizado: Es posible obtener resultados

Con el análisis de la información proporcionada, se determinó que, la CFE realizó actividades enfocadas a la instauración del gobierno corporativo, debido a que la dirección y administración están a cargo de un Director General y de un Consejo de Administración, el cual se integró por 10 consejeros; además, determinó la integración de cuatro comités: 1) auditoría, 2) recursos humanos y remuneraciones, 3) estrategia e inversiones y, 4) adquisiciones, arrendamientos, obras y servicios.

En relación con la alineación de las actividades de las EPS, la ASF profundizó el análisis en las auditorías 526-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios

Básicos"; 527-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I", 528-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión"; 1690- DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II"; 1691-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III"; 1692-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV"; 1693-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V"; 1694-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI", y 1695-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución" ^{156/}, en términos generales, se identificó que no alienaron sus actividades al Plan de Negocios de la Comisión Federal de Electricidad; ya que, no establecieron indicadores ni definiciones que especifiquen cómo medir la rentabilidad y generación de valor económico.

En conclusión, a un año de operación de la CFE en su nuevo rol como corporativo, contó con una organización y estructura corporativa, acorde con las mejores prácticas internacionales. Sin embargo, aún no finaliza dicha transición, ya que, si bien cuenta con avances en la instauración de las mejores prácticas internacionales, se detectaron las deficiencias que requieren de: a) actualizar sus códigos de ética y de conducta en relación con su nueva estructura, y b) establecer métricas suficientes para medir el cumplimiento del objetivo de la empresa relativo a ser rentable y generar valor económico para el Estado, así como alinear dichos indicadores para sus EPS.

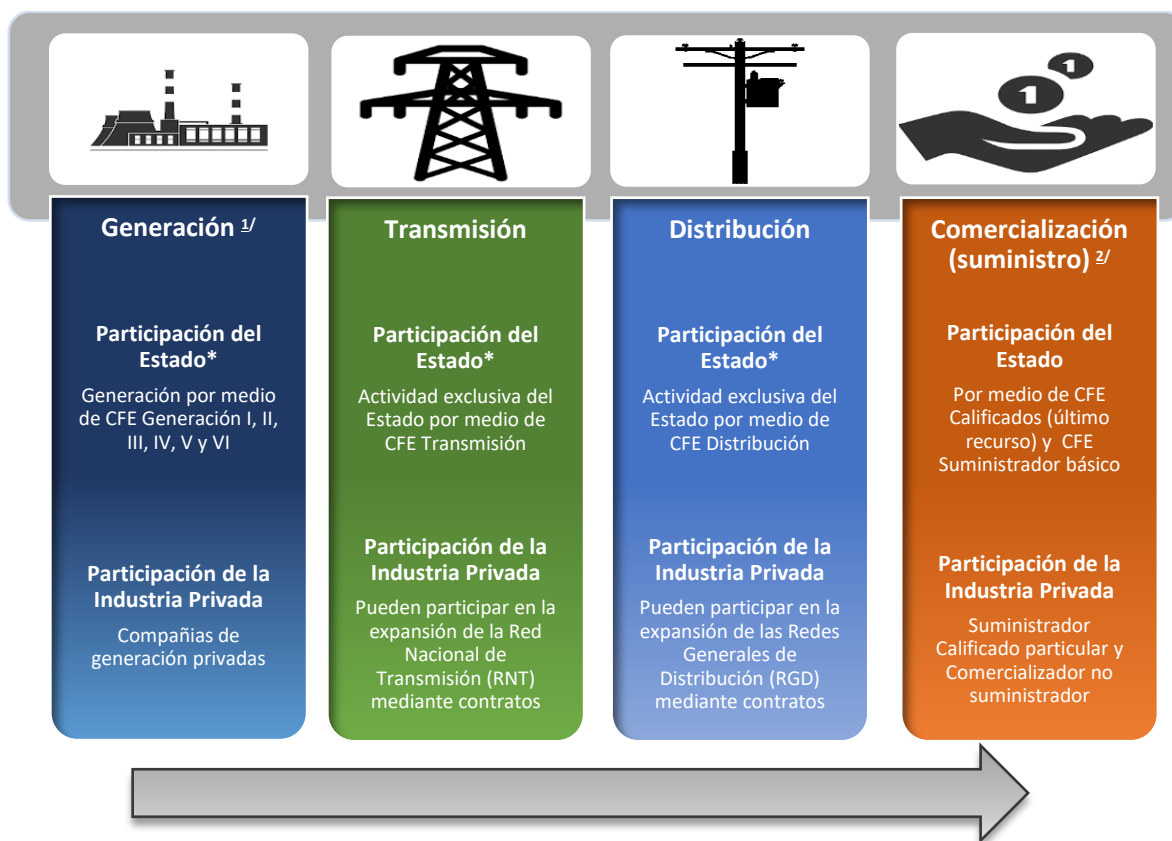
2.3.3 Procesos productivos de operación

Los procesos que integran la cadena de valor del componente de operación del sector eléctrico, son la generación, transmisión, distribución y comercialización (suministro), los cuales, con la entrada en marcha del MEM y la separación legal y financiera de la CFE, experimentaron modificaciones que permitieron la incorporación de la participación privada, buscando un mercado competitivo.

A continuación, se muestra la forma en que el Estado, por medio de las Empresas Subsidiarias de la CFE, y la industria privada intervienen en esas actividades:

^{156/} Auditoría Superior de la Federación, disponible en <https://www.asf.gob.mx/Section/58> Informes de auditoría

PARTICIPACIÓN DEL ESTADO Y PARTICULARES EN EL COMPONENTE DE OPERACIÓN



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Información proporcionada por la CFE.

^{1/} En la participación de generación por parte del Estado también se considera a la unidad de negocio de generación nuclear que se encuentra en control de CFE Corporativo, así como la filial de Intermediación de Contratos Legados.

^{2/} En comercialización un Usuario Calificado puede representarse ante el MEM y comercializar su propia energía, siempre y cuando cumpla con los requisitos establecidos por la CRE. Un Suministrador de Último Recurso, en este caso CFE, se encarga de suministrar energía a los usuarios calificados que no han sido proveídos por su Suministrador Calificado particular.

* CFE Capital, por medio de la emisión de la FIBRA E en la Bolsa Mexicana de Valores, obtiene capital para invertirlo en los procesos de generación, transmisión y distribución, este mecanismo se comenzó a operar en febrero de 2018.

Para llevar a cabo los procesos a cargo de la CFE, en 2013 se ejercieron 397,799.6 millones de pesos, mientras que en 2017 fueron 323,870.2 millones de pesos, lo cual significó una reducción promedio anual del 5.0% del presupuesto en este rubro; en el periodo completo el gasto ascendió a 1,702,607.9 millones de pesos, mismo que se erogó por medio de 12 programas presupuestarios, de los cuales, cinco correspondieron a programas “K” cuyos recursos se ejercieron en la implementación de proyectos de inversión, en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica en el país, como se mostró en el diseño presupuestal de la política.

La política vigente fomenta la entrada de particulares a los procesos de la industria, con el objetivo de incrementar la generación de energía eléctrica, con la participación pública, por medio de las seis empresas subsidiarias de generación, y privada, buscando reducir los costos y favoreciendo el uso de tecnologías limpias; además de optimizar los procesos de transmisión, distribución y comercialización, mediante las subsidiarias encargadas de esos procesos y, con ello, subsanar las finanzas de la empresa y proveer energía a precios más bajos.

Los avances en la ejecución de los procesos productivos en materia de operación, se analizarán en los apartados siguientes.

2.3.4 Generación

Hacia 2012, existía una importante cantidad de unidades generadoras que rebasaban su promedio de vida útil; sin embargo, no se contaba con la capacidad necesaria para sustituirlas; asimismo, la inversión en este rubro no era suficiente para favorecer el uso de tecnologías que se consideraran limpias, por lo que su producción se basaba principalmente en tecnologías convencionales, altamente contaminantes.

Para evaluar los factores relacionados con la generación de electricidad, se estudió la composición de la matriz energética, en términos del universo de unidades generadoras con capacidad instalada y las que efectivamente generaron por tipo de tecnología; así como la generación bruta por tipo de tecnología y modalidad de productor.^{157/} El análisis presentado corresponde a cifras agregadas de la CFE, la información específica por cada empresa subsidiaria puede consultarse en las auditorías realizadas por la ASF con motivo de la revisión de la Cuenta Pública 2017.^{158/}

^{157/} De acuerdo con la anterior Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), las modalidades de productor corresponden a: CFE, producción independiente, autoabastecimiento, pequeña producción, cogeneración, exportación y usos propios continuos. La publicación de la actual Ley de la Industria Eléctrica, estas se agrupan en: CFE – Generador; Generador; Otros; FIRCO y Generación Distribuida (GD).

^{158/} Auditorías 526-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos"; 527-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I", 528-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión"; 1690- DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II"; 1691-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III"; 1692-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV"; 1693-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V"; 1694-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI", y 1695-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", disponibles en https://www.asf.gob.mx/Section/58_Informes_de_auditoria.

a) Universal de unidades generadoras

Hasta 2012 existían 977 unidades generadoras, de las cuales, 106 habían rebasado su vida útil, ^{159/} pero sólo se retiró una bajo este criterio, ya que se retiraron 209 por diferentes términos como su eficiencia operativa, a consideración de los responsables de las mismas; quedando un total de 768 unidades vigentes. Para 2017, se contabilizaron 990, de las cuáles 127 habían rebasado su vida útil y 132 fueron retiradas, pero ninguna de ellas coincidió con el criterio anterior, quedando 858 unidades disponibles, como se muestra en el cuadro siguiente:

NÚMERO DE UNIDADES GENERADORAS QUE REBASARON SU VIDA ÚTIL A 2012 Y 2017

Tecnologías	Años de Vida Útil	Unidades generadoras en 2012 ^{1/}				Unidades generadoras en 2017 ^{2/}			
		Existen-tes	Rebasa-ron vida útil	No han rebasado vida útil	Baja	Existen-tes	Rebasa-ron vida útil	No han rebasado vida útil	Baja
 Combustión Interna	25	524	6	234	193	384	7	285	118
 Turbogás	30	117	34	60	4	144	40	84	2
 Hidroeléctrica	60	97	37	56	0	103	46	53	2
 Ciclo Combinado	30	57	7	45	0	84	7	72	1
 Bioenergía	30	64	0	19	0	85	0	40	3
 Termoeléctrica	30	81	20	26	12	71	23	25	5
 Eólica	25	18	0	18	0	45	0	45	0
 Cogeneración Eficiente	30	3	0	3	0	31	0	31	0
 Solar	25	2	0	2	0	28	0	28	1
 Geotérmica	30	7	2	5	0	8	4	4	0
 Carboeléctrica	40	3	0	3	0	3	0	3	0
 Lecho Fluidizado	40	2	0	2	0	2	0	2	0
 Freno Regenerativo	25	1	0	1	0	1	0	1	0
 Nucleoeléctrica	60	1	0	1	0	1	0	1	0
Total		977	106	475	209	990	127	674	132
Vigentes		Existentes(977) –Retiradas (209) = 768				Existentes (990) – Retiradas (132) = 858			

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por SENER.

^{1/} En 2012, no fue posible identificar si 396 unidades rebasaron el promedio de vida útil, ya que no se especifica el año en que iniciaron operación.

^{2/} En 2017, no se identificó si 189 unidades habían rebasado su promedio de vida útil, pero se consideran en posibilidad, toda vez que iniciaron operaciones antes de 1992.

^{159/} 396 unidades no tenían identificada la fecha en que iniciaron operación, por lo que se desconocía su periodo óptimo de funcionamiento.

Hasta 2012, las unidades que utilizaron tecnología de combustión interna representaron más del 50.0% del total de generadoras, con 524 existentes; sin embargo, su vida útil es, en promedio, de 25 años, y son de las más contaminantes, pues este tipo de tecnología se caracteriza por producir energía mediante la compresión de aire dentro del motor incrementando su temperatura y al tener contacto con el combustible, genera la combustión, por tanto, utiliza como fuente de energía combustóleo, diésel y demás combustibles fósiles; para ese año, 6 habían rebasado su promedio de eficiencia; no obstante, entre las 193 que fueron retiradas, no se encontraron las seis anteriores. Para 2017, estuvieron disponibles 384 con ese tipo de tecnología, incluidas las seis que habían alcanzado su promedio de utilidad desde años previos, en ese periodo, 118 fueron dadas de baja por razones distintas a las de haber rebasado su eficiencia operativa.

Las centrales hidroeléctricas son las que tienen un mayor periodo de eficiencia, de 60 años, del total de generadoras disponibles ocupan el tercer lugar, pero también son las que mayormente han rebasado su promedio de vida útil, hasta 2017, sólo se sustituyeron 2 de las 46 unidades obsoletas y entre 2012 y 2017, únicamente se incorporaron 6 unidades más de este tipo. Es el mismo caso de la energía nuclear, que tiene un periodo de vida similar; no obstante, en nuestro país únicamente se tiene disponible una nucleoelectrica. Además, ambos tipos de tecnologías son de las menos contaminantes, de las que componen la matriz de generación.

Descartando aquellas unidades que se dieron de baja por cuestiones tanto económicas como de eficiencia operativa, a finales de 2012, había 768 disponibles, de las cuales 739 reportaron capacidad instalada y 572 generaron; mientras que, en 2017, había 858 disponibles, 796 contaron con capacidad instalada y 638 generaron energía eléctrica.

De acuerdo con la separación legal y financiera de la CFE, de las 796 unidades que contaron con capacidad instalada en 2017, el 57.4% (457 unidades) estaba a cargo de cinco de las seis Gencos de CFE-Generación.

La distribución del total de unidades disponibles, las que reportaron capacidad instalada y las que generaron en 2012 y 2017, por tipo de tecnología, se muestran en el cuadro siguiente:

UNIVERSO DE UNIDADES GENERADORAS POR TECNOLOGÍA DE LOS AÑOS 2012 Y 2017

Tecnologías	Unidades generadoras de 2012				Unidades generadoras de 2017			
	Disponi- bles	Con capacidad instalada	Generaron		Disponi- bles	Con capacidad instalada	Generaron	
			Abs.	Part.			Abs.	Part.
 Combustión Interna	331	327	192	58.7	266	247	134	54.3
 Turbogás	113	104	99	95.2	142	131	109	83.2
 Hidroeléctrica	97	89	80	89.9	101	86	85	98.8
 Ciclo Combinado	57	56	52	92.9	83	83	78	94.0
 Bioenergía	64	63	61	96.8	82	77	70	90.9
 Termoeléctrica	69	63	57	90.5	66	59	54	91.5
 Eólica	18	18	17	94.4	45	45	43	95.6
 Cogeneración Eficiente	3	3	2	66.7	31	30	30	100.0
 Solar	2	2	2	100.0	27	23	23	100.0
 Geotérmica	7	7	4	57.1	8	8	5	62.5
 Carboeléctrica	3	3	3	100.0	3	3	3	100.0
 Lecho Fluidizado	2	2	2	100.0	2	2	2	100.0
 Freno Regenerativo	1	1	0	0.0	1	1	1	100.0
 Nucleoeléctrica	1	1	1	100.0	1	1	1	100.0
Total	768	739	572	77.4	858	796	638	80.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por SENER, relacionada con el universo de unidades eléctricas existentes.

La procuración de la eficiencia operativa del mercado eléctrico mayorista es una de las razones por las que existen unidades que no generaron, aun cuando contaban con capacidad instalada, esto además de la disponibilidad y costos de los combustibles que se utilizan para su producción. Por ejemplo, las que emplean tecnología de combustión interna; en 2012, de las 327 que reportaron capacidad instalada, únicamente generaron 192, esto es el 58.7% de las que tenían capacidad; para 2017, las unidades de este tipo que reportaron capacidad instalada disminuyeron en 24.5%, al pasar a 247 de las que generaron 134, el 54.3%.

Con base en lo anterior, existen elementos para considerar que las medidas impuestas en términos de la participación por tipo de tecnologías en el mercado eléctrico mayorista están permitiendo disminuir el uso de tecnologías contaminantes. A eso también se le suma el incremento en el precio de los combustibles que se utilizan para la producción de energía por combustión interna; por ejemplo, de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP), ^{160/} a 2017 el precio del diésel incrementó 62.3 puntos, ^{161/} respecto de la base de 2012.

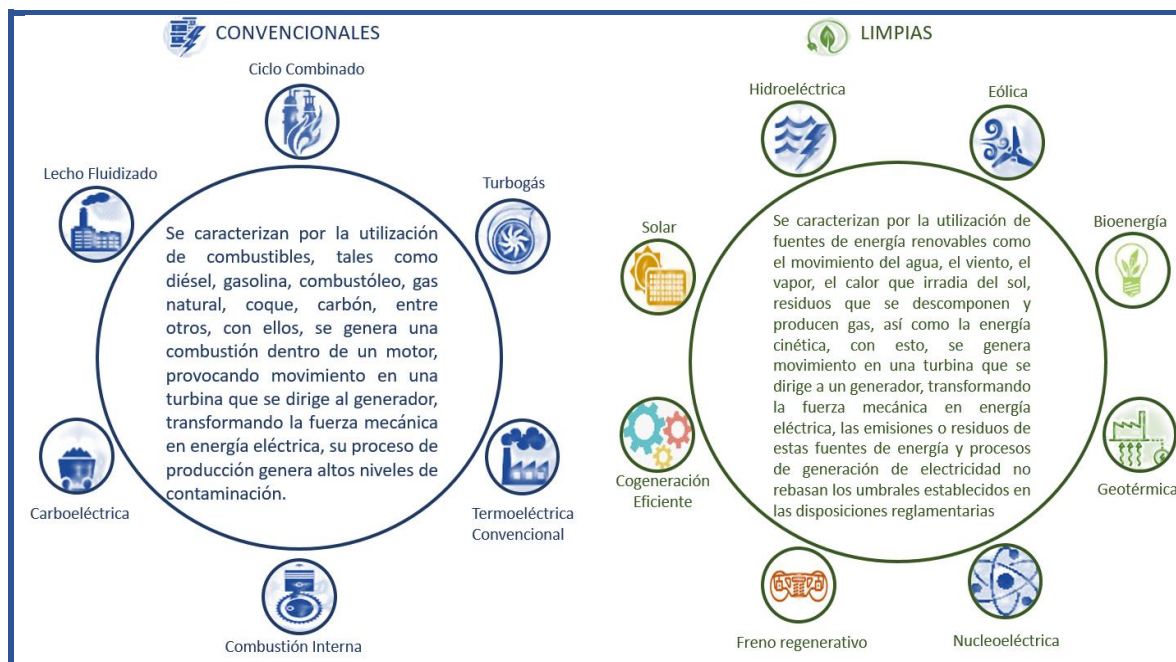
Las unidades que utilizan tecnología solar y eólica son las que han tenido un crecimiento significativo, toda vez que, entre 2012 y 2017, las que reportaron capacidad instalada pasaron de 2 a 23 y de 18 a 45, respectivamente. Si bien en comparación con el total de unidades generadoras son poco representativas, su producción no se ve afectada por el precio de los combustibles, ya que utilizan fuentes renovables de energía; sin embargo, su intermitencia limita su participación en el mercado.

Los tipos de tecnologías que se mostraron en los cuadros anteriores, se clasifican en convencionales y limpias, las primeras se refieren a las que utilizan algún tipo de combustible para su producción, principalmente combustibles fósiles, y las limpias, a las que utilizan fuentes renovables de energía, la clasificación por tipo de tecnología, se presenta en el cuadro siguiente:

^{160/} INEGI, Índices de precios de genéricos para producción total, 2017.

^{161/} La cifra corresponde al Índice calculado para diciembre de 2017, usando 2012 como año base.

CLASIFICACIÓN DE LAS TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES Y LIMPIAS



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032.

Una vez identificada la clasificación del tipo de energía, se analizó la capacidad instalada que reportaron las unidades eléctricas, considerando la participación de energías convencionales y limpias, durante el periodo 2012-2017.

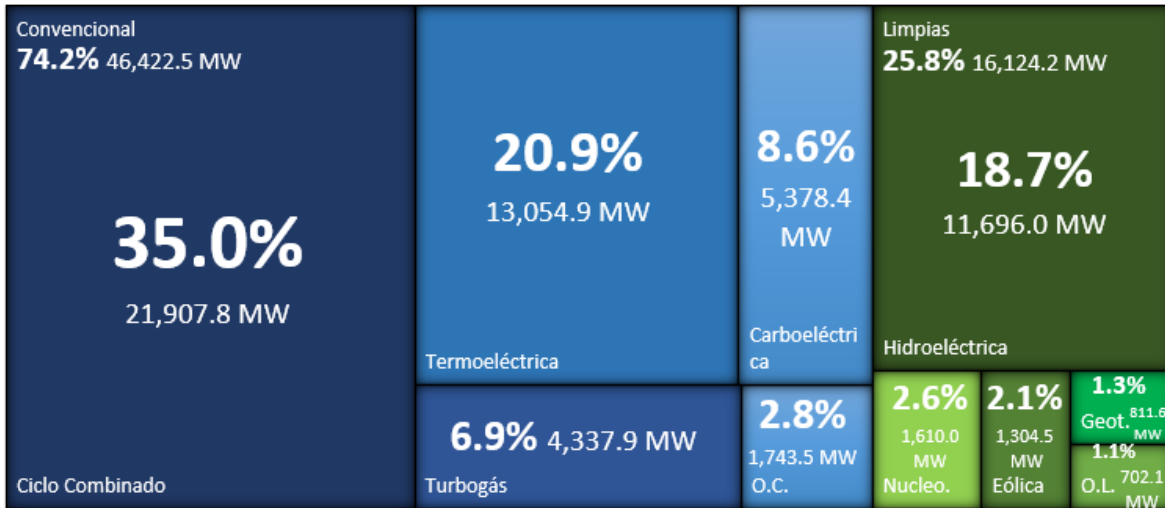
b) Capacidad instalada

La capacidad instalada representa el potencial de energía que se puede producir en una unidad generadora y que pertenece a un sistema interconectado; durante el periodo 2012-2017, la capacidad instalada en México incrementó en 20.2%, al pasar de 62,546.7 MW a 75,210.9 MW; de acuerdo con la separación legal y financiera de CFE, el 72.9% (54,846.4 MW) de la capacidad total instalada en 2017, correspondió a la capacidad de cinco de las seis Gencos de CFE-Generación.

En 2012, la capacidad instalada con tecnologías convencionales representó el 74.2% (46,422.5 MW) de la capacidad total; mientras que la instalada con tecnologías limpias representó el 25.8% (16,124.2 MW). Para 2017 la capacidad con fuentes convencionales se incrementó en 14.9% y la de fuentes limpias en 35.5%, como se muestra a continuación:

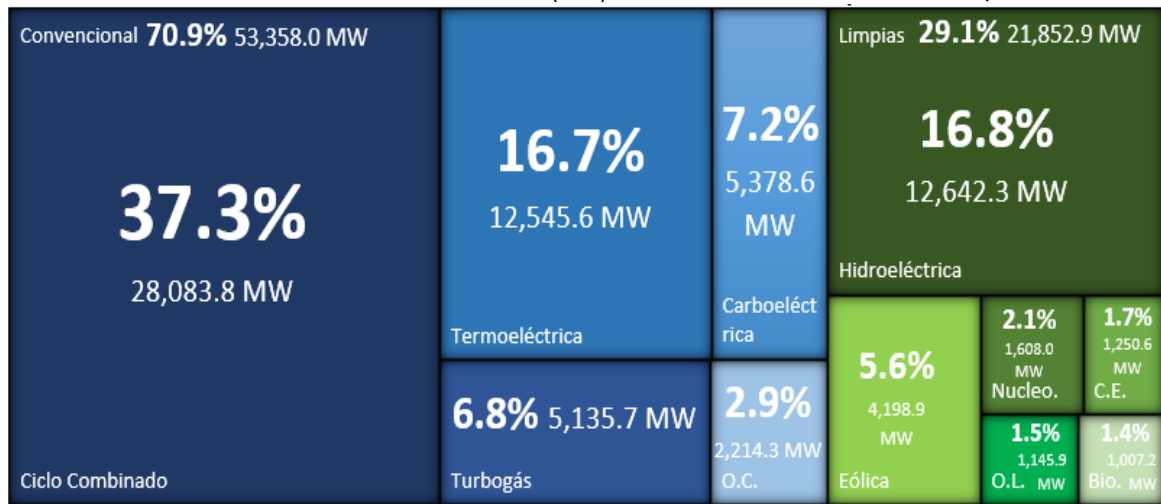
CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA, 2012
(MW)

CAPADIDAD TOTAL: 62,546.7 MW



CAPACIDAD INSTALADA POR TECNOLOGÍA, 2017
(MW)

CAPADIDAD TOTAL: 75,210.9 MW



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por SENER, relacionada con la capacidad de generación de las unidades generadoras existentes.

Bio.: Bioenergía.

C.E.: Cogeneración eficiente.

Núcleo: Nucleoeléctrica.

O.C.: Otras convencionales, cuya participación fue poco representativa, incluye combustión interna (2012: 1.9% y 2017: 2.2%) y lecho fluidizado (2012: 0.9% y 2017: 0.8%).

O.L.: Otras limpias, cuya participación fue poco representativa, incluye geotérmica, solar y freno regenerativo.

De las tecnologías convencionales, el ciclo combinado es la tecnología con mayor participación, entre 2012 y 2017 tuvo un incremento del 28.2%, al pasar de 21,907.8 a 28,083.8 MW, lo anterior se debe tanto al incremento de unidades generadoras que utilizan ese tipo de tecnología, como a la priorización del uso de gas natural para la generación de electricidad, en este caso, con un generador accionado por una turbina de combustión, que utiliza como combustible principal gas natural, se

producen gases que se recuperan en una caldera que genera vapor, mueve una turbina dirigida al generador que transforma el movimiento mecánico en energía eléctrica.

En términos del número de unidades generadoras, las que utilizaron combustión interna tuvieron la mayor representatividad, en 2012 tuvieron una participación del 43.1% (331 unidades), de las 768 disponibles, y en 2017, representaron el 31.0% (266 unidades) de las 858 disponibles. Sin embargo, en cuanto a su capacidad para generar ocupan los últimos lugares, para 2017, participaron con el 2.2% del total de capacidad instalada.

En cuanto a las energías limpias, las tecnologías con mayor participación fueron la hidroeléctrica y la nucleoelectrica, en 2012 representaron el 18.7% (11,696.0 MW) y 2.6% (1,610.0 MW) del total de la capacidad instalada, respectivamente; mientras que, en 2017, ese auge se concentró en la hidroeléctrica y eólica, al representar el 16.8% (12,642.3 MW) y 5.6% (4,198.9 MW). La cogeneración eficiente también ha tenido un incremento relevante, en 2012, contaba con una capacidad instalada de 63 MW y para 2017 alcanzó los 1,250.6 MW; por lo que superó su capacidad en 18.9 veces.

Como se observa, la tecnología nucleoelectrica ha tenido una participación poco significativa respecto de la capacidad instalada total (en 2017 fue del 2.1%); sin embargo, de acuerdo con estudios realizados por el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), la generación con este tipo de tecnología es considerada limpia, debido a que durante el proceso las emisiones de gases de efecto invernadero que provoca son bajas en comparación con otras fuentes, y aun cuando la inversión inicial es elevada, si se compara con una central de ciclo combinado en un periodo máximo de 10 años de maduración, los costos de la nuclear resultarían menores, por lo que representaría una alternativa económicamente viable y ambientalmente competitiva.^{162/}

Acorde con lo anterior, en el PRODESEN 2018-2032, la SENER programó la instalación de tres nuevos reactores nucleares para 2029, 2030 y 2031, los cuales representarían una capacidad bruta de 4,080 MW, 6.1% del total de capacidad que se espera agregar para 2031. Cabe destacar que con la reforma vigente durante el periodo 2013-2017, no se modificó el estatus legal para la generación de

^{162/} La tecnología de las plantas nucleoelectricas ha evolucionado en los últimos 50 años en estados Unidos, Europa y Asia, actualmente existen 447 plantas operando distribuidas en 31 países, así como 58 más en construcción correspondientes a 16 países. Los reactores de tercera generación son los idóneos para México debido al tamaño del SEN, y cuentan con una capacidad superior a 1000 MW.

Gustavo Alonso V, Javier C. Palacios H, J. Ramón Ramírez S, "Viabilidad de Nuevos Proyectos Nucleares en México", ININ. Gerencia de Ciencias Aplicadas. Agosto 2018, y J. Ramón Ramírez S, Javier C. Palacios H, Gustavo Alonso V, "Futuro de la energía nuclear en un mundo de carbón restringido" Un estudio Interdisciplinario del MIT", Gerencia de Ciencias Aplicadas ININ. Septiembre 2018.

electricidad por medio de esta tecnología, por lo que, continúa siendo obligación y responsabilidad exclusiva del Estado el manejo e inversión al respecto. ^{163/}

De acuerdo con el PRODESEN 2018-2032, en 2017, las Gencos de la CFE sumaron una capacidad instalada total de 56,546.6 MW, el 75.2% de la capacidad en el país (75,210.9 MW); destaca que el 72.9% (41,234.5 MW) correspondió a tecnologías convencionales, mientras que el 27.1% (15,312.1 MW) a limpias. Para las primeras, la CFE favoreció el uso de gas natural, por considerarse más económico y menos contaminante que el resto de los combustibles fósiles que utiliza para la generación de electricidad. No obstante, depender altamente de éste, implica riesgos por su disponibilidad y precios; de acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP), a finales de 2017, el gas natural registró un incremento de 103.8 puntos, respecto de 2012, año base. ^{164/}

Asimismo, de acuerdo con la Cuenta Pública del periodo 2016-2017, se señaló que las deficiencias en la construcción de gasoductos para atender la demanda de gas natural requerida por la CFE, provocaron que, en 2016, su gasto corriente fuera mayor al presupuestado en 7.1%, debido a que la comisión tuvo que adquirir combustibles de PEMEX o importar gas; además, en los informes anuales de la CFE, del mismo periodo, se reportaron retrasos o desfases en la construcción de seis de los 26 gasoductos de la red nacional, promovidos por la CFE, lo que pone en riesgo el suministro de dicho insumo en algunos estados. El estatus de los seis gasoductos afectados se muestra en la tabla siguiente:

GASODUCTOS EN CONSTRUCCIÓN PROMOVIDOS POR LA CFE, 2016-2018

Gasoducto	Duración del Contrato	Estados Beneficiados	Avance 2016	Avance 2017	Avance 2018	Inversión (MMUSD)	Capacidad (mmpcd)
Samalayuca-Sásabe	25	CHIH-SON	44.5%	n.d.	70.0%	570	472
Sur de Texas-Tuxpan	25	TMPS-VER	0.0%	n.d.	70.0%	2111	2600
Tuxpan-Tula	25	HGO-PUE-VER-EDO MEX	46.2%	n.d.	60.0%	458	n.d.
Tula-Villa de Reyes	25	HDG-SLP-QRO-GTO	33.9%	n.d.	60.0%	554	886
Villa de Reyes-Aguascalientes-Guadalajara	25	SLP-AGS-JAL	32.7%	n.d.	60.0%	293	886
La Laguna-Aguascalientes	25	DGO-ZCS-AGS	49.1%	n.d.	80.0%	473	1189

FUENTE: Informe Anual CFE 2015, Informe Anual CFE 2016, Informe Anual CFE 2017, Estatus de la infraestructura de gas natural SENER 2018.

^{163/} Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 27, párrafo octavo, y 28, párrafo cuarto.

^{164/} De acuerdo con el Índice de Precios al Productor (IPP), cuyo año base es 2012. FUENTE: INEGI, Índices de precios de genéricos para producción total, 2017.

En 2016, el avance en la construcción de seis de los 26 gasoductos promovidos por la CFE fue inferior al 50.0% y, para 2018, éstos se encontraban por debajo del 80.0% de su totalidad, por lo que no han sido concluidos para su operación, situación que limitó la eficiencia de las centrales eléctricas que se verían beneficiadas en los estados de Chihuahua, Sonora, Tamaulipas, Veracruz, Hidalgo, San Luis Potosí, Quintana Roo, Guanajuato, Aguascalientes, Jalisco, Durango y Zacatecas.

En 2017, la información de avance de los gasoductos no estuvo disponible, pero en la Cuenta Pública del año referido se reportó que el gasto de operación se incrementó en 31.3% respecto de lo presupuestado, dentro de las causas de este aumento se refirió al concepto de combustibles, lubricantes y aditivos, ya que se destinaron 37,803.9 millones de pesos para el pago de combustibles para compensar el desabasto de gas y retraso en la entrada de gasoductos; ello significó un aumento en la generación con combustibles líquidos, encareciendo los costos de producción de electricidad y provocando mayor consumo de gas natural licuado, que es más caro y se paga a un mayor tipo de cambio del autorizado.

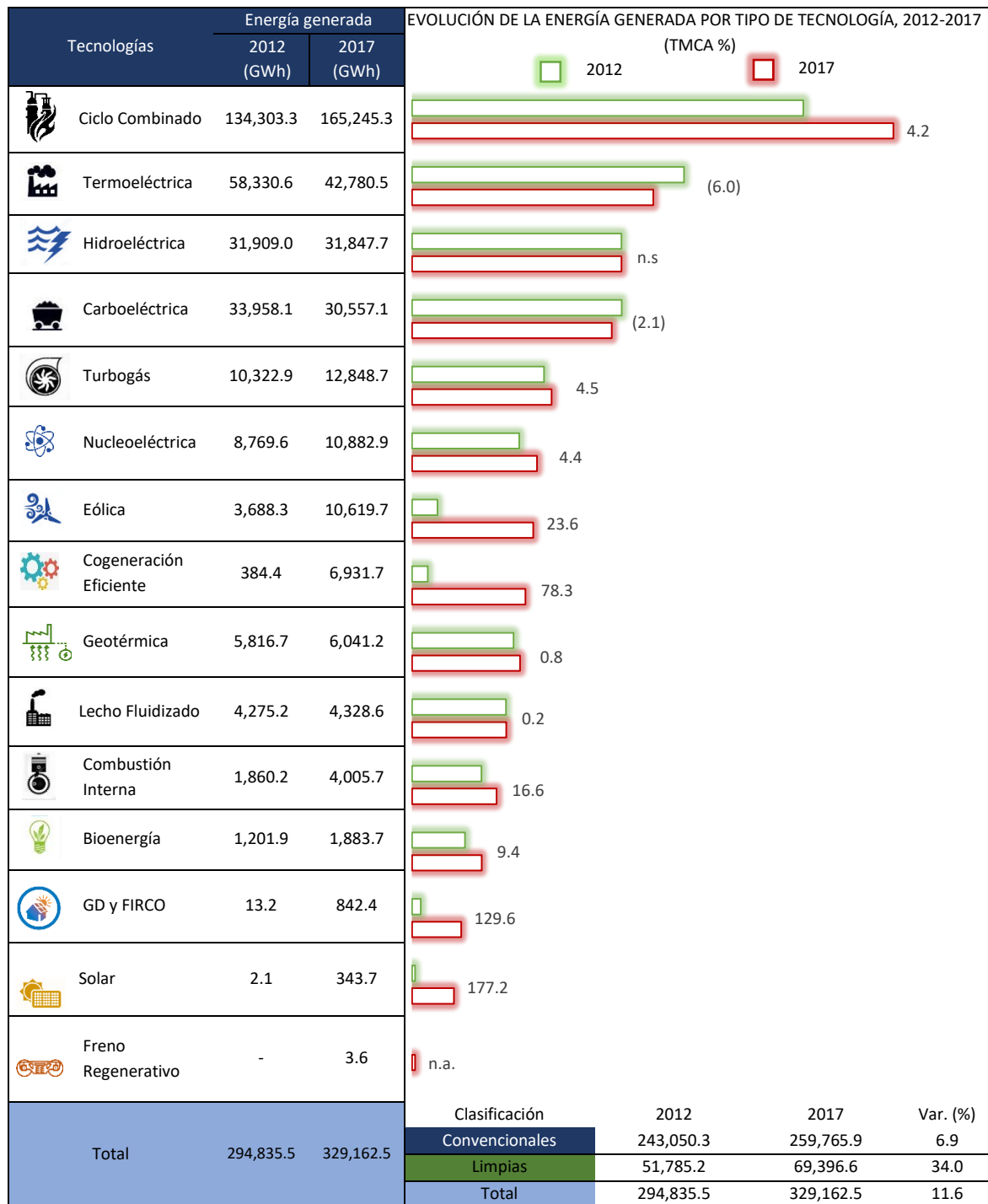
Asimismo, de acuerdo con información de Forbes México y el Financiero, dentro de las causas de los retrasos en los gasoductos se enuncian complicaciones técnicas, problemas con los terratenientes, inconformidades no pronosticadas con las comunidades indígenas afectadas por la construcción y problemas con las licencias de uso de suelo. Dichos sucesos, además de ocasionar desabasto para las plantas generadoras, significan aumento en los costos de producción de la CFE.

Para profundizar en las causas de esta problemática, con motivo de la fiscalización de la Cuenta Pública 2018, la ASF realizará la auditoría de desempeño 502-DE "Desempeño de la CFE en el transporte y suministro de gas natural".

En suma, entre 2012 y 2017, la capacidad instalada por tipo de tecnología ha tenido incrementos significativos, ya que en términos brutos, la convencional creció en 14.9%, mientras que la limpia en 35.5%, lo que tuvo como efecto que, la participación de las primeras, respecto de la capacidad total de la matriz de generación, disminuyera al pasar del 74.2% al 70.9% y de las segundas se incrementara, al pasar del 25.8% al 29.1%; por lo que, durante el periodo analizado, se ha avanzado en la transición a la capacidad de usar tecnologías limpias, principalmente por la entrada de la inversión privada en el sector, como se analizará más adelante.

c) Energía generada

Con el incremento de la participación de la capacidad instalada para la generación de energías limpias, se espera que la energía que efectivamente se produce en el país tenga los mismos efectos. Entre de 2012 y 2017, se observó un incremento del 11.6%, al pasar de 294,835.5 a 329,162.5 Gigawatts hora, como se muestra en el esquema siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por SENER, relacionada con el universo de unidades generadoras existentes.

GD: Generación Distribuida, es la generación de energía eléctrica por parte de un Generador Exento y que se realiza en una central eléctrica que esté interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga.

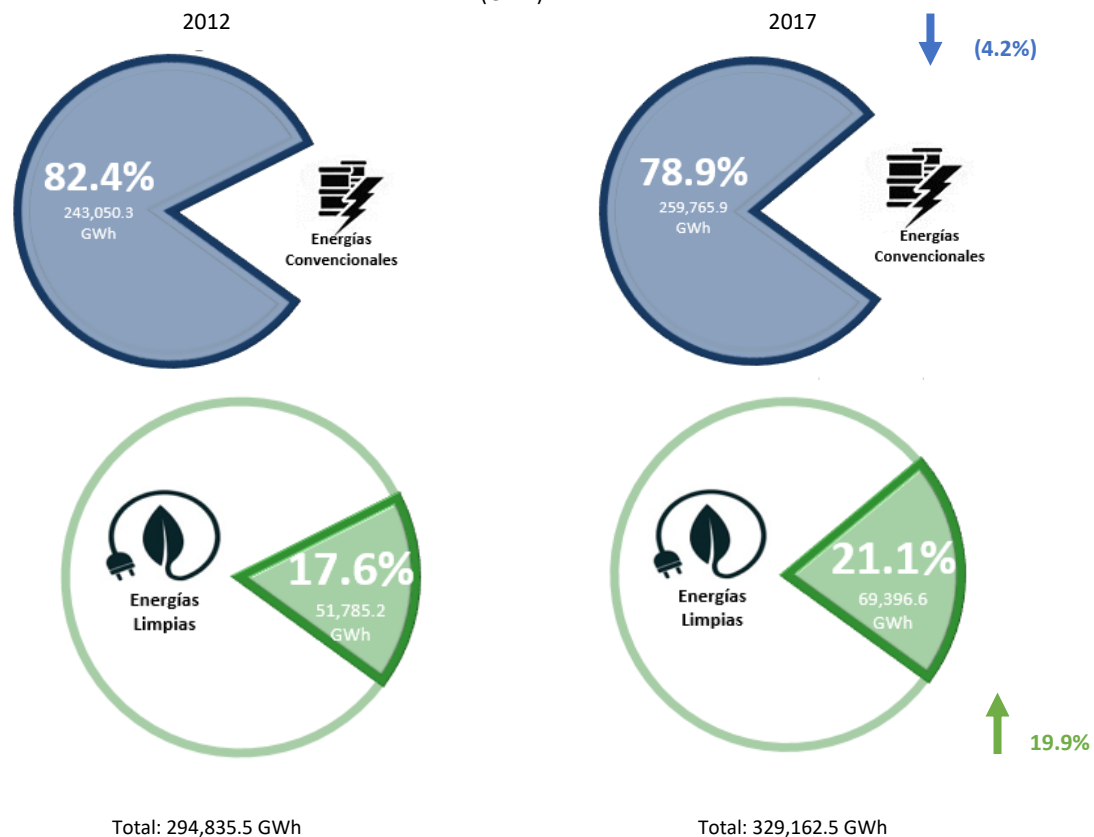
FIRCO: Es un apoyo de Gobierno Federal que le otorga a agroproductores para la instalación de sistemas fotovoltaicos.

n.a. no aplica

n.s. no significativo.

El incremento en la capacidad instalada, permitió aumentar la producción de energía, durante el periodo 2012-2017, destaca el crecimiento de la generación con tecnología solar que registró una tasa media de crecimiento anual del 177.2%; así como la cogeneración eficiente, con el 78.3% en promedio anual, y la eólica, con el 23.6%. Durante el mismo periodo, la energía termoeléctrica, disminuyó en 6.0%, en promedio anual, así como la carboeléctrica, en 2.1%. Las variaciones anteriores, explican que la participación de la generación con tecnologías convencionales disminuyera en 4.2% y la limpia se incrementará en 19.9%, como se muestra a continuación:

PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS CONVENCIONALES Y LIMPIAS EN LA GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD
EN LOS AÑOS 2012 y 2017
(GWh)



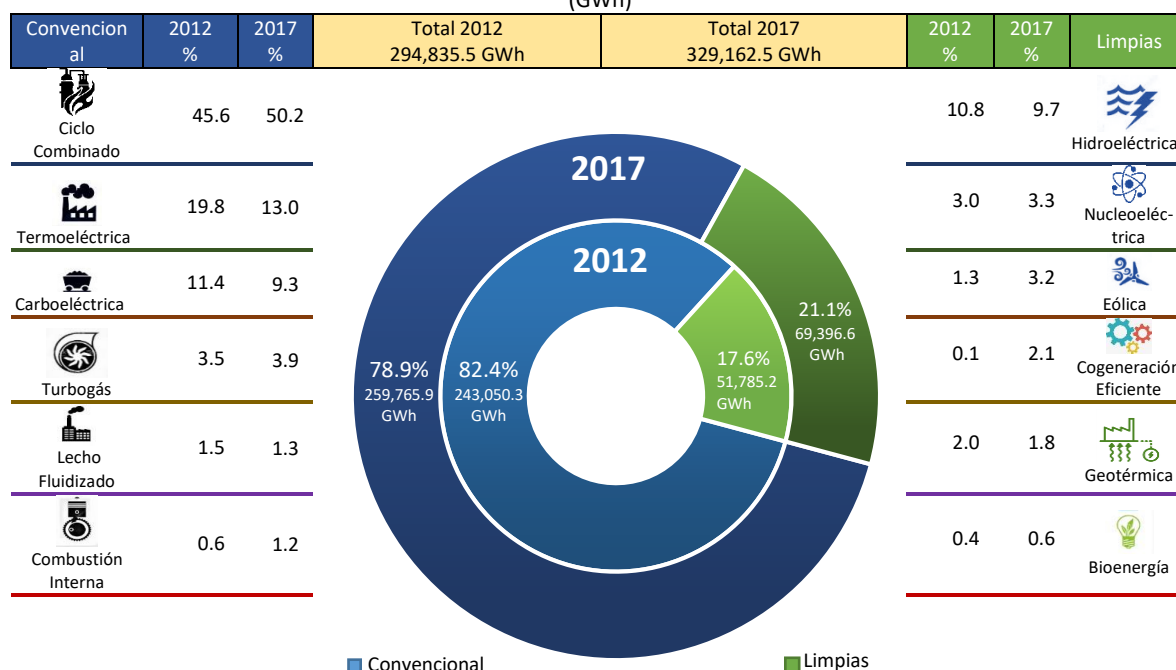
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por SENER, relacionada con el universo de unidades generadoras existentes.

De los 294,835.5 GWh que se produjeron en 2012, el 82.4% (243,050.3 GWh) correspondió a energías convencionales y el 17.6% (51,785.2) a limpias; mientras que, en 2017, las primeras representaron el 78.9% (259,765.9 GWh) y las segundas el 21.1% (69,396.6 GWh). Aun cuando se está impulsando el uso de tecnologías limpias, el crecimiento ha sido lento, si bien en el MEM se prioriza este tipo de tecnologías y son las primeras en despacharse, la demanda de energía sigue impulsando una alta dependencia, en términos brutos, al abastecimiento con fuentes

convencionales, al continuar siendo las que mayor cantidad de energía producen; además de la intermitencia de generación que pueden tener las tecnologías limpias.

La mitad de la energía que se genera depende de un tipo de tecnología, el ciclo combinado; a 2012, representó el 45.6% y para 2017 tuvo un crecimiento del 10.0%, al representar el 50.2% del total generado. Asimismo, aun con el impulso de las limpias, la participación de la hidroeléctrica, que es la que mayor peso tiene en esta clasificación, va a la baja, al pasar del 10.8% al 9.7%, y con el incremento de la eólica, sigue siendo poco representativa. En el gráfico siguiente se muestra la evolución de la participación por tipo de tecnología, respecto del total de la generación bruta.

PARTICIPACIÓN DE LAS ENERGÍAS CONVENCIONALES Y LIMPIAS EN LA GENERACIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD, 2012 Y 2017 (GWh)



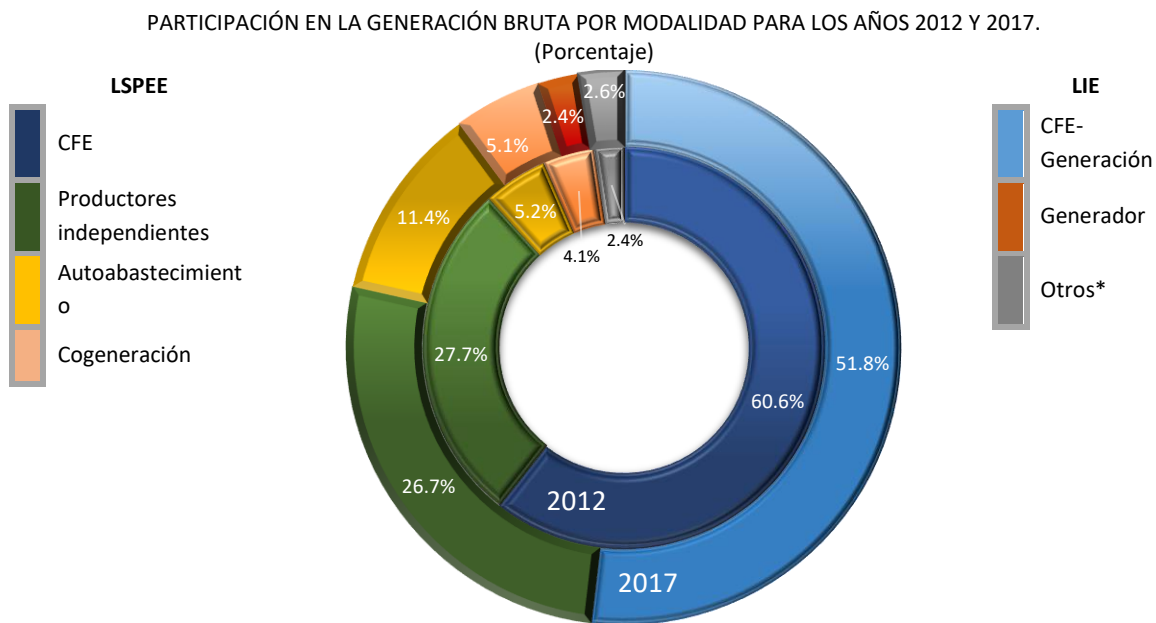
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por SENER, relacionada con el universo de unidades generadoras existentes.

NOTA: Se tomaron en cuenta las tecnologías Generación Distribuida, Solar, Freno regenerativo y el Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO); sin embargo, estas tecnologías no fueron significativas para 2012 pero en 2017 representaron el 0.4%.

Con el análisis anterior, se considera necesario incrementar la inversión en la implementación de proyectos que dependan de las fuentes limpias por encima de las convencionales. Asimismo, la entrada de participantes particulares al mercado eléctrico ha resultado una buena opción para su crecimiento; no obstante, a 2017, las condiciones de la matriz energética no son suficientes para acelerar su participación, ya que sigue creciendo la participación del ciclo combinado, lo cual,

representa un riesgo por la fluctuación de los precios de los combustibles utilizados para su producción.

Aunado al impulso de la utilización de fuentes limpias de generación, la actual política busca el incremento de la participación privada para atender las necesidades del sector. En la derogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE), las modalidades de generación estaban a cargo de la CFE, quien podía comprar la energía generada por los productores independientes; así también, estaban el autoabastecimiento, la pequeña producción, cogeneración, exportación y usos propios continuos. Con la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), éstas cambiaron a CFE-Generación, Generador, FIRCO y Generación Distribuida, y las centrales que contaban con un permiso o contrato, bajo la LSPEE, se mantendrán hasta su vencimiento. A continuación, se presenta la participación de los tipos de productores en la generación de energía bruta, durante el periodo 2012-2017.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por SENER, relacionada con el universo de unidades generadoras existentes.

* En 2012 se agrupan las modalidades de exportación, usos propios continuos, FIRCO, Generación Distribuida y pequeños productores. En 2017 representa las modalidades exportación, usos propios continuos, FIRCO, generación distribuida, pequeños productores y CFE de la LSPEE.

En 2012, el 60.6% (178,766.8 GWh) de la generación bruta estuvo a cargo de la CFE y, con la entrada de la nueva política, en 2017, por medio de las seis Gencos de CFE-Generación, su participación descendió al 51.8% (170,649.3 GWh); los productores independientes participaban con el 27.7% (81,731.2 GWh) y para 2017 con el 26.7% (87,927.6 GWh), debido a la entrada de la nueva modalidad “Generador”, la cual consiste en un particular que tiene permiso de producir en una o

varias unidades o que tiene un contrato en el MEM para representarlas, y su participación en 2017 fue del 2.4% (7,904.9 GWh). Las disminuciones en las modalidades anteriores se deben, principalmente, al fortalecimiento de la participación independiente; como fue el caso de los generadores de autoabastecimiento, la cogeneración, pequeños productores y generación distribuida.

En conclusión, en 2012 existían 977 unidades generadoras, 106 de esas habían rebasado su vida útil pero sólo una fue retirada por ese criterio, en total se retiraron 209, por diferentes términos, principalmente económicos, que tienen que ver con los criterios de cada operador de la misma; al cierre de ese año, había 768 disponibles. Para 2017, se contabilizaron 990 unidades generadoras, de las cuales 127 habían rebasado su vida útil; 132 fueron retiradas, pero ninguna de ellas coincidió con el criterio anterior y quedaron 858 disponibles.

De las 768 unidades disponibles en 2012, 739 reportaron capacidad instalada y 572 generaron; mientras que, en 2017, de las 858 disponibles, 796 contaron con capacidad instalada y 638 generaron. Con ese número de unidades, la matriz energética del primer año tuvo una capacidad instalada de (62,546.7 MW), el 74.2% (46,422.5 MW) fue para producir energía convencional y el 25.8% (16,124.2 MW) restante fue para energías limpias; para 2017 la capacidad instalada incrementó en 20.2%, llegando a 75,210.9 MW, de los cuales, el 70.9% (53,358.0 MW) fue para producir con tecnologías convencionales; mientras que el 29.1% (21,852.9 MW) permitía el uso de energías limpias; respecto de 2012, ambas tecnologías tuvieron un incremento del 14.9% y 35.5%, respectivamente.

De las 796 con capacidad instalada en 2017, el 57.4% (457 unidades) correspondieron a cinco de las seis Gencos de CFE-Generación, con lo cual representaron el 72.9% (54,846.4 MW) de los 75,210.9 MW de capacidad instalada en ese año.

Considerando la capacidad instalada, entre de 2012 y 2017, se observó un incremento del 11.6% en la energía bruta generada, al pasar de 294,835.5 a 329,162.5 Gigawatts hora (GWh), en el último año, el 78.9% (259,765.9 GWh) de la energía generada fue con energías convencionales, y el 21.1% (69,396.6 GWh) con limpias. Respecto del año previo a la implementación de la actual política, la participación de la primera disminuyó en 4.2% y la segunda se incrementó en 19.9%.

Por tipo de tecnología, el ciclo combinado tuvo la mayor participación, en 2012 representó el 45.6% y para 2017 el 50.2%; seguida de la termoeléctrica (con 19.8% y 13.0%). Para 2017 el 63.2% de la energía que se generó dependió del uso de esos dos tipos de tecnologías convencionales y que dependen de combustibles fósiles altamente contaminantes, principalmente gas natural, que en su mayoría es importado, lo cual compromete la disponibilidad y precios de generación, al depender altamente de las variaciones del tipo de cambio y la inflación.

Aun con el incremento de la generación con energías limpias, la eólica y la solar principalmente, las condiciones de la matriz energética no son suficientes para acelerar su participación ya que, además, la demanda de energía sigue impulsando la dependencia, en términos brutos, al abastecimiento con fuentes convencionales, al ser éstas las que mayor cantidad de energía producen, además de la intermitencia de generación que pueden tener las tecnologías limpias.

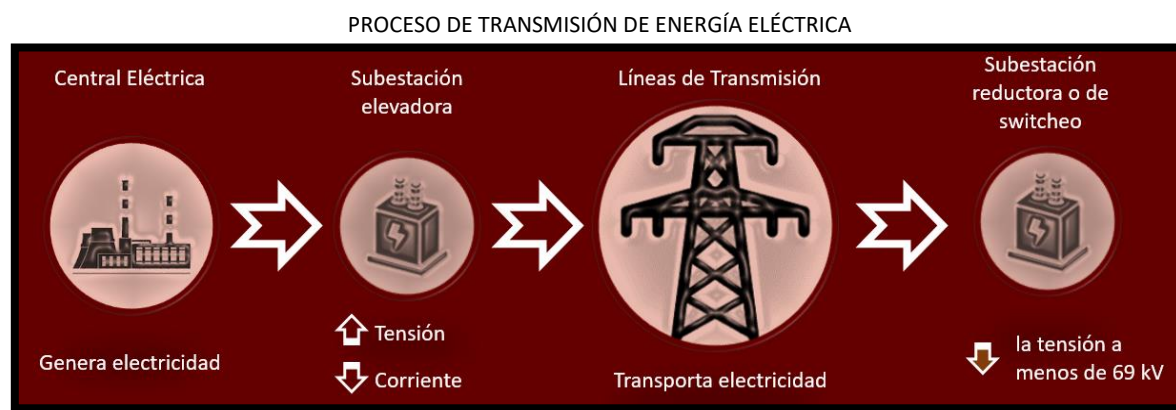
En cuanto a la modalidad de productor, en 2017 CFE siguió con una participación superior al 50.0%, aun cuando esta pasó del 60.6% (178,766.8 GWh) en 2012, al 51.8% (170,649.3 GWh) en 2017. Con la entrada en operación del MEM, la participación de los privados comenzó a tener un mayor impulso: en 2017 participaron con el 48.2%, entre las modalidades de productor independiente (pasó del 26.7% al 27.7%), autoabastecimiento (pasó del 5.2% al 11.4%), generador (comenzó con el 2.4%), cogeneración (pasó del 4.1% al 5.1%) y otros (pasó del 2.4% al 2.6%).

2.3.5 Transmisión

En cuanto a la transmisión, ^{165/} se identificó que era necesario ampliar y modernizar la Red Nacional de Transmisión (RNT), pues se requería conectar de manera eficiente a todas las unidades generadoras con los puntos enlaces del país, en algunos de estos, la red se saturaba y ocasionaba pérdidas técnicas de energía.

^{165/} La transmisión de energía eléctrica es la transportación de electricidad por medio de conductores, desde las unidades generadoras hasta las zonas donde se requiere, para ser dirigidas a los usuarios por las líneas de distribución. Este proceso comienza al pasar la electricidad del generador a una subestación que eleva su voltaje y disminuye la corriente para transportarla por las líneas de transmisión, después, pasa a una subestación que disminuye el alto voltaje para que pueda entrar a las líneas de distribución con tensiones menores a 69 kilovolts (kV); asimismo, puede pasar por las subestaciones de switcheo para realizar maniobras en la orientación de la energía. Disponible en: SIE, Glosario de términos de electricidad, consultado en diciembre de 2018, http://sie.energia.gob.mx/docs/glosario_elec_es.pdf

El proceso de transmisión que, actualmente está a cargo de la subsidiaria CFE-Transmisión, se muestra a continuación. ^{166/}



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Glosario de términos de electricidad del Sistema de Información Energética.

Con la actual política, la responsabilidad de transmitir continúa reservada para el Estado, el cual debe otorgar el servicio abierto a todos los participantes de Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y su operación quedó a cargo de CFE-Transmisión; sin embargo, podrán participar privados mediante licitaciones para invertir en la ampliación y modernización de la RNT. ^{167/}

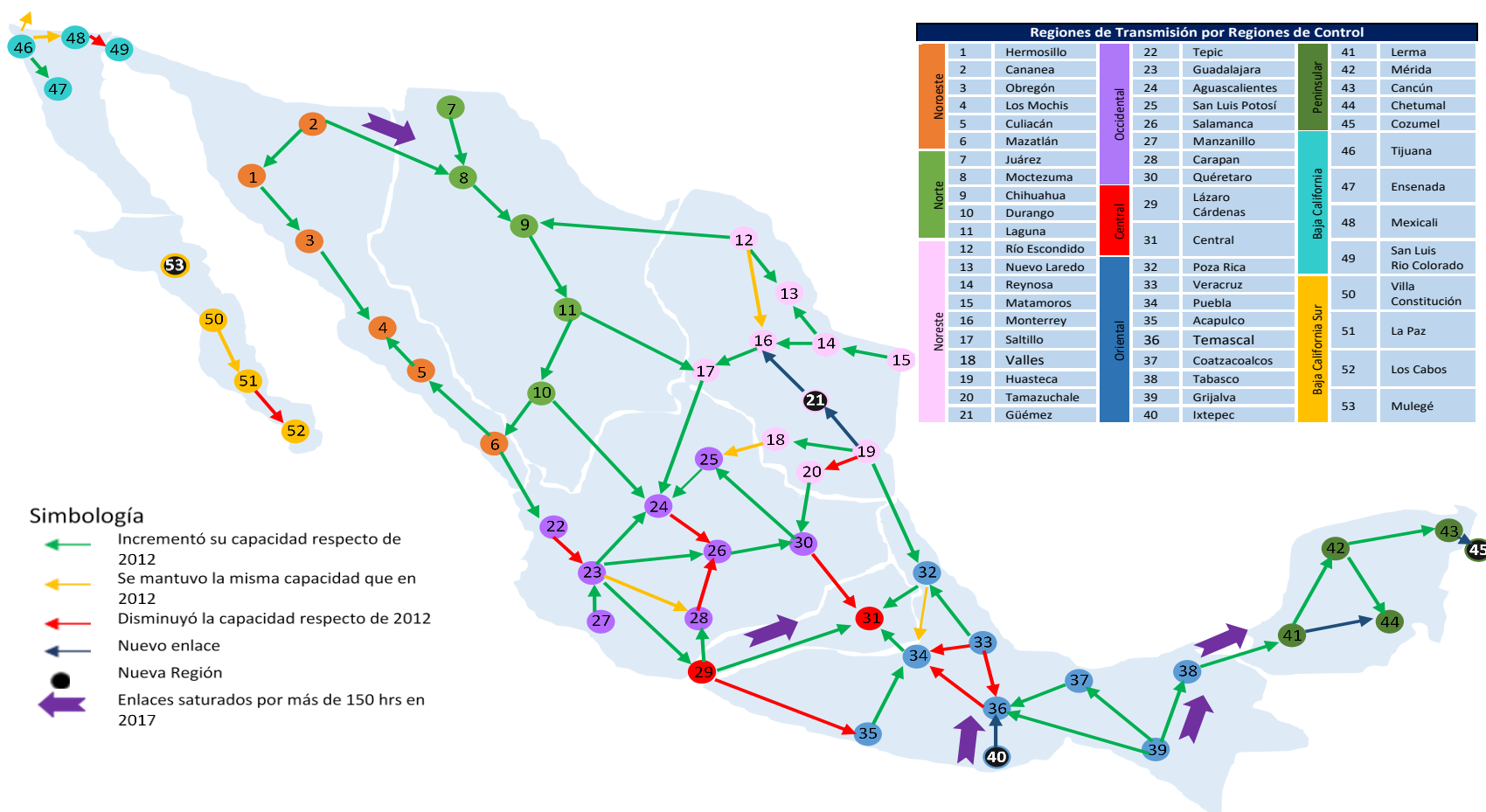
a) Regiones de transmisión

En 2012, la RNT se componía por 50 regiones, con lo que se tenía una capacidad de transmisión de 62,744 MW, para 2017, se crearon 4 regiones más y una fue dada de baja, llegando a 53, mediante las cuales se contó con una capacidad de transmisión de 76,697 MW. El incremento en ese periodo fue del 22.2%; 45 de las regiones disponibles en ese año se encontraban interconectadas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), por medio de 63 enlaces mediante los cuales se transmitía el 97.7% (74,929 MW) de la capacidad total. Las ocho regiones restantes, contaban con el 2.3% (1,768 MW) restante y correspondían a la península de Baja California que se interconectaba por 5 enlaces de transmisión, como se muestra en el mapa siguiente:

^{166/} Entre los problemas que se enfrenta la transmisión destaca el que la RNT presenta una falta de interconexión entre el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Baja California, así como insuficientes líneas de transmisión para atender el ritmo al que incrementa la generación y la demanda de energía eléctrica para llevar la energía en el mismo instante en que se necesite, de manera confiable y continua, ocasionando saturaciones en las mismas.

^{167/} El funcionamiento óptimo de la RNT significa tener los mínimos costos entre procesos, reducir las congestiones en la línea, interconectar a las regiones con posibilidades de explotar las fuentes renovables de energía que podrían aprovecharse en el país e incentivar la expansión eficiente de la energía generada mediante el aprovechamiento de los recursos del país.

COMPARATIVA ENTRE LA CAPACIDAD DE LOS ENLACES ENTRE LAS REGIONES DE TRANSMISIÓN DEL SEN 2012-2017*



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2017 y la información proporcionada por la SENER.

* De 2012 a 2017, se agregaron las regiones de Guémez, Ixtépec, Cozumel y Mulegé; mediante las cuales se agregaron cinco enlaces a la que se conectaron con el SIN; la región que se dio de baja interconectaba a Tijuana con la WEEC (E.U.A). De los 53 enlaces disponibles en 2017, 46 incrementaron su capacidad de transmisión, seis se mantuvieron con la misma y 11 la disminuyeron.

Del mapa anterior, destacan tres puntos: en primer lugar, la península de Baja California sigue sin estar interconectada con el SIN; ^{168/} lo cual, en términos de la capacidad de generación y de transmisión, resulta suficiente; no obstante, geográficamente cuenta con potencial para explotar recursos para la generación de energía, tales como hidrológica, eólica, geotérmica y solar; ^{169/} además, en 2017 contribuyó con el 7.0% (23,306 GWh) de la energía generada en el país, pero su principal fuente es la del ciclo combinado, por lo que existe capacidad para generar y contribuir con el abastecimiento de energía en el territorio nacional, más allá del consumo propio.

En segundo lugar, el área peninsular depende en gran medida de la energía generada en la zona de control oriental, y aún con el incremento de la capacidad de transmisión de sus principales enlaces, presentan una alta saturación. ^{170/} Por tanto, existe un riesgo de abastecimiento para la península, ya que es la zona con el mayor crecimiento medio anual del consumo de energía, ^{171/} haciendo necesario incrementar las regiones de interconexión y la capacidad de sus enlaces.

Finalmente, en la región de control noreste existe un elevado potencial de generación de energía, en 2017, concentró el 24.7% de la capacidad de transmisión, por lo que es importante contar con los enlaces suficientes para trasladar la energía al país, además de ser la zona que interconecta con la frontera norte del país y permite la importación y exportación de electricidad. Si bien no presenta problemas de saturación graves y ha incrementado la capacidad de sus enlaces, es importante no dejar de lado el crecimiento de dicha capacidad, acorde con la evolución de la energía generada y aprovechar el potencial de la zona. ^{172/}

b) Capacidad de transformación

Una vez identificadas las regiones y los enlaces disponibles para conducir energía eléctrica a lo largo del país y abastecer su demanda, se analizó la capacidad con la que cuentan las subestaciones donde se disminuye la tensión para que la electricidad pueda ser transportada por las líneas de

^{168/} Aún con la instalación de la región de Mulegé, estos son sistemas aislados, por lo que el abastecimiento de electricidad en esta zona sigue dependiendo de la energía que allí se genera.

^{169/} Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PRODESEN 2018-2032, mapas de capacidad y generación 2017.

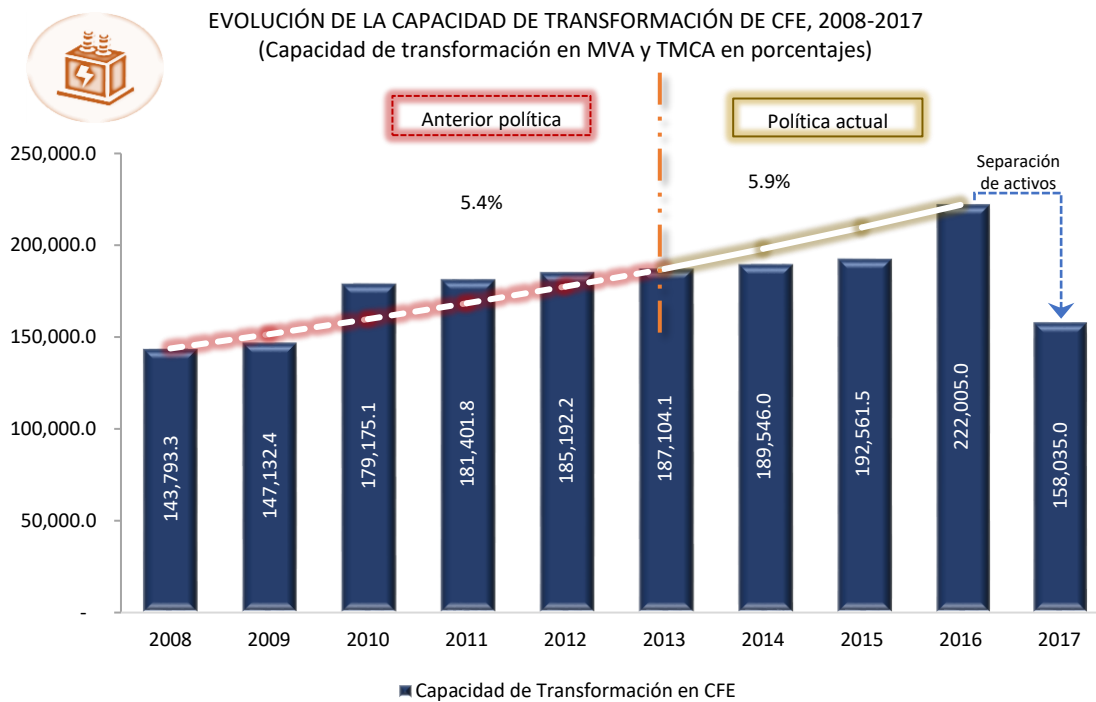
^{170/} La región 39 (Grijalva) es el único punto que permite la entrada de energía a la península y se interconecta con la región 38 (Tabasco), que en 2017 registró una alta saturación, esta misma se enlaza con la 41 (Lerma) que presenta los mismos niveles de congestión.

^{171/} Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PRODESEN 2018-2032, pronóstico de Consumo Bruto.

^{172/} Las principales regiones que interconectan con el resto del país, son la 12 (Río escondido) y 16 (Monterrey), pero los enlaces que parten de las regiones 13 (Nuevo Laredo) y 15 (Matamoros) no tienen mayor alcance.

transmisión, a este proceso se le llama capacidad de transformación, indispensable para que la electricidad se dirija de las estaciones generadoras, hasta las RGD, adecuándose a las necesidades de donde se requiere.

En México, antes de la implementación de la actual política energética, en el periodo 2008-2013, la capacidad de transformación de electricidad en las subestaciones registró un crecimiento promedio anual del 5.4%, al pasar de transformar 143,793.3 Megavolts Amperes (MVA) a 187,104.7 MVA; a partir de 2013 y hasta 2016 el crecimiento fue del 5.9%, llegando a 222,005.0 MVA en ese año; no obstante, para 2017 se registró una disminución del 28.8%, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032 y la Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030.

La disminución registrada entre 2016 y 2017 se debe a la Estricta Separación de la CFE, por medio de la cual se reasignaron los activos a las nuevas EPS, CFE-Transmisión y CFE-Distribución, entre ellas, se dividieron las subestaciones de transformación, lo que explica la disminución de esa capacidad.

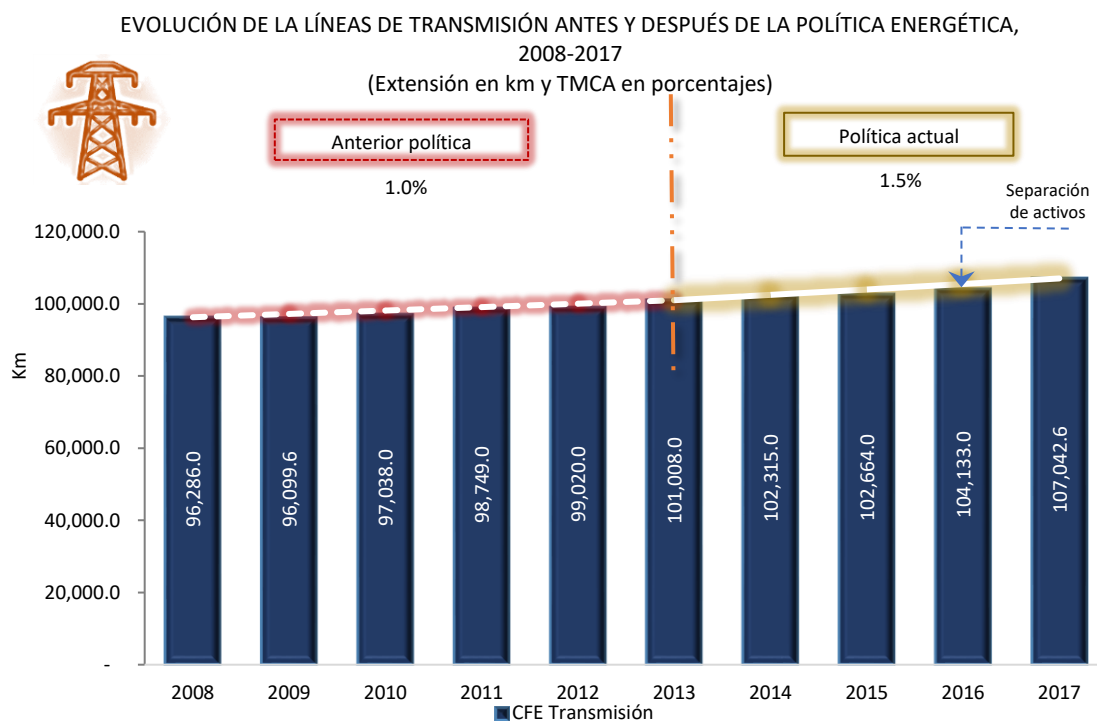
La capacidad de 2017 es similar a la registrada en 2009, por lo que es posible que la capacidad que se reportó como parte del proceso de transmisión, en los años intermedios, considere de manera conjunta la capacidad del proceso de distribución, o bien, esa disminución es un problema que

deben atender las subsidiarias, pues la generación de energía va en aumento y la reducción de la capacidad de transformación de energía acorde a los procesos de transmisión y distribución pone en riesgo el abastecimiento del servicio.

c) Líneas de transmisión

Para transportar la energía del punto de generación a las grandes localidades de consumo, una vez que la electricidad es transformada en las subestaciones, se hace uso de las líneas de transmisión como conductores, para posteriormente conectarse con las RGD y llevar la energía hasta los puntos donde se requiere; por lo que es importante contar con la capacidad y extensión necesaria para suministrar la demanda de energía eléctrica.

Antes de la implementación de la actual política, entre 2008 y 2013, la longitud de las líneas de transmisión disponibles en el país tuvo un incremento promedio anual del 1.0%, al pasar de 96,286.0 km a 101,008.0 km. Posterior a la implementación de la actual política, ese crecimiento fue del 1.5%, al llegar a 107,042.6 km de extensión. En la siguiente gráfica se muestra la evolución de la longitud de las líneas de transmisión, observada antes y después de la política actual.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032 y la Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030.

Las líneas de transmisión han mantenido un crecimiento constante, después de la implementación de la actual política, ese incremento se aceleró marginalmente; sin embargo, entre 2016 y 2017, la extensión de las líneas aumentó en 2.8%, toda vez que pasó de 104,133.0 km a 107,042.6 km, lo cual se explica por la separación de la CFE, periodo en el que se reasignaron los activos a las nuevas Empresas Subsidiarias CFE-Transmisión y CFE-Distribución. ^{173/}

La saturación en las líneas de transmisión provoca pérdidas técnicas, así como el detrimento de la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica; en 2017, sólo dos líneas troncales no presentaron saturación, mientras que el resto sí, y en cinco los niveles fueron superiores a 150 horas, por lo que es importante mantener las condiciones óptimas para llevar a cabo este proceso.

d) Interconexiones Fronterizas.

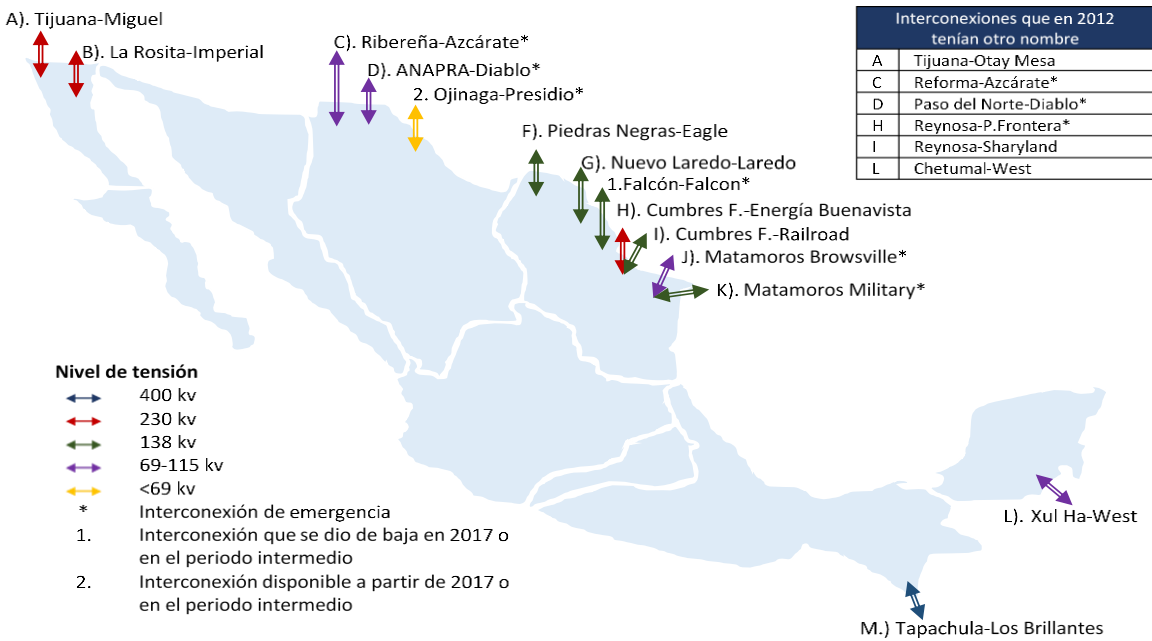
Para cubrir la demanda de energía y la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, es importante contar con interconexiones con las fronteras del país y de esta forma, tener la capacidad para importar y exportar energía eléctrica.

En 2012 existían 13 interconexiones internacionales, de las cuales 11 conectan a México con E.U.A, cinco de ellas interconectadas de forma permanente para exportar e importar energía y seis para situaciones de emergencia. Con la frontera sur, México tiene dos conexiones permanentes Chetumal-West que se conecta con Belice y Tapachula-Los Brillantes que se conecta con Guatemala.

En 2017, permanecían 13 interconexiones fronterizas, de las cuales 11 conectan a México con E.U.A, seis de ellas interconectadas permanentemente para exportar e importar energía y cinco para situaciones de emergencia, cabe resaltar que Falcón-Falcon, que se interconectaba en situaciones de emergencia con Texas, se desconectó y Ojinaga-Presido se conectó para cubrir situaciones de emergencia con Texas. Con la frontera sur, México mantuvo sus dos conexiones permanentes con Belice y Guatemala. La distribución de las líneas de interconexión fronterizas se muestra en el mapa siguiente:

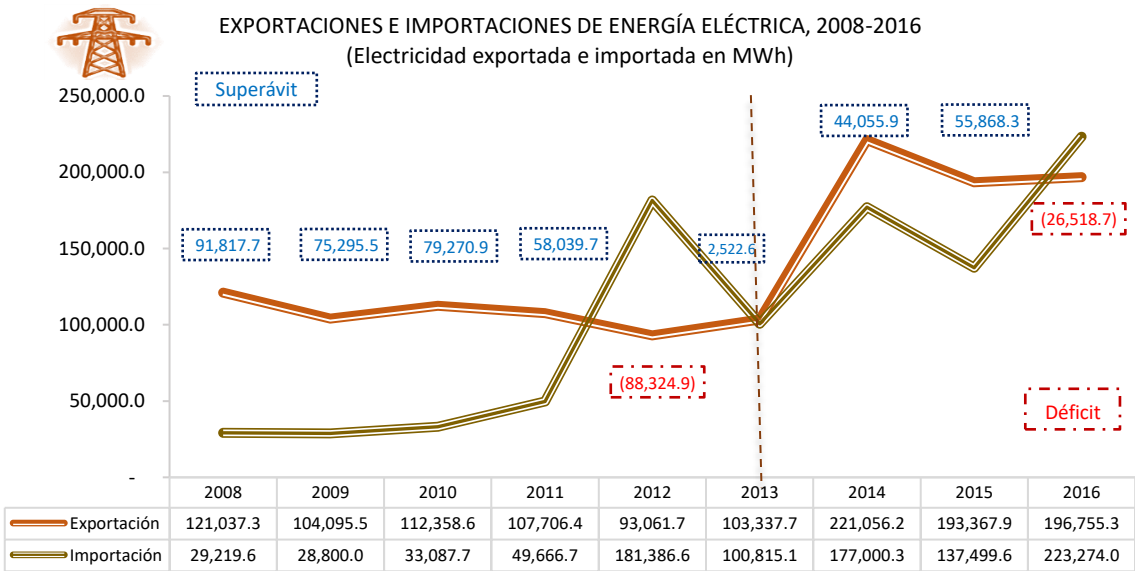
^{173/} Previo a la estricta separación de la CFE en 2016, la Red General de Distribución (RDG) contaba con líneas de tensión de 69 kV a 138 kV, las cuales después de la separación de activos para CFE-Transmisión y CFE-Distribución, se le asignaron a la subsidiaria de transmisión todas las líneas con tensión igual y superior a los 69 kV, dejando a la Empresa subsidiaria de distribución con las líneas con tensión inferior a los 69 kV; sin embargo, para el análisis de transmisión se tomó en consideración la estructura que se estableció después de la estricta separación de la CFE; transmisión con líneas iguales superiores a 69 kV y distribución con líneas inferiores a 69 kV.

INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS, 2012-2017



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032 y la Prospectiva del Sector Eléctrico 2016-2030.

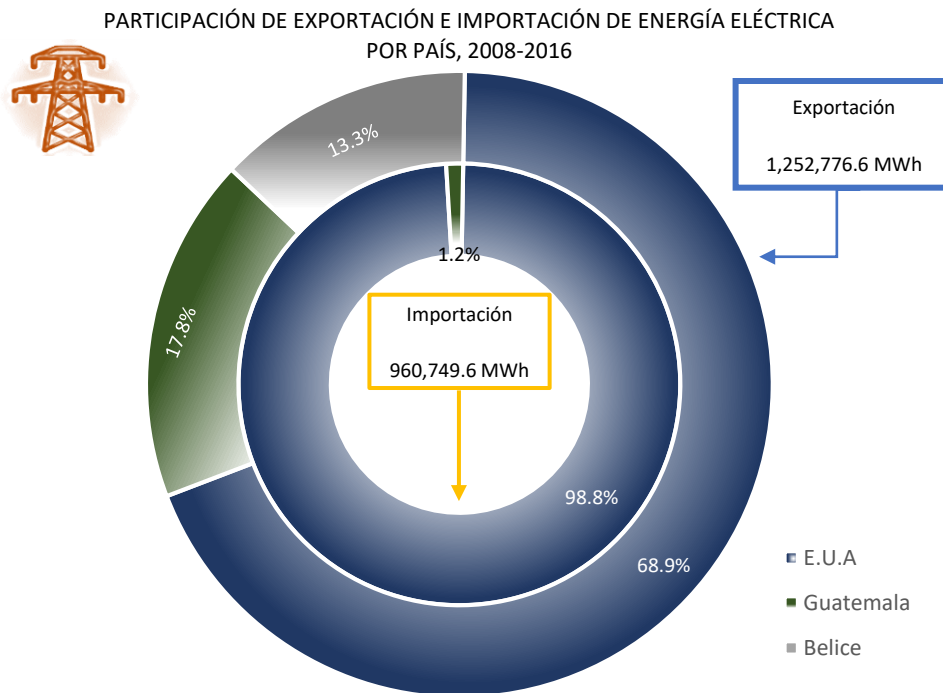
La exportación e importación de energía son importantes para poder tener un balance energético que permita cubrir las necesidades de electricidad del país. El comportamiento de las importaciones y exportaciones de energías se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Comercio exterior importación y exportación de energía eléctrica de SENER.

La cantidad de energía que se exportó desde antes de la implementación de la actual política y hasta 2011, fue superior a la que se importó, significando un superávit de energía eléctrica, entre 2008 y 2011, en promedio de 76,106.0 MWh; sin embargo, para 2012, se registró un déficit energético de 88,324.9 MWh, mismo que se recuperó al año siguiente con un superávit de 2,522.6 MWh y que se mantuvo y superó hasta 2015, pero para 2016 el nuevo déficit fue de 26,518.7 MWh. Si se analiza el balance energético del periodo 2008-2012, en suma, se acumuló un superávit de 216,098.9 MWh; mientras que de 2013 a 2016, este fue únicamente de 75,928.1 MWh, lo que representa una disminución de 64.9%.

Los países con los que México tiene relaciones comerciales para la exportación de energía son Estados Unidos de América, Guatemala y Belice, mientras que importa energía únicamente de los primeros dos, con la mayor proporción de Estados Unidos, tal como se muestra en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Comercio exterior importación y exportación de energía eléctrica de SENER.

Durante el periodo 2008-2016, se exportaron 1,252,776.6 MWh, el 68.9% (863,316.7 MWh) se destinó a E.U.A, debido a su relación comercial entre ambos países, el 17.8% (223,501.3 MWh) se destinó a Guatemala y el 13.3% (165,958.6 MWh) para Belice. En el mismo periodo, se importaron 960,749.6 MWh, el 98.8% (948,866.7 MWh) de la energía provino de E.U.A y el 1.2% (11,882.9 MWh) de Guatemala, en suma, se obtuvo un superávit acumulado de 292,027.0 MWh.

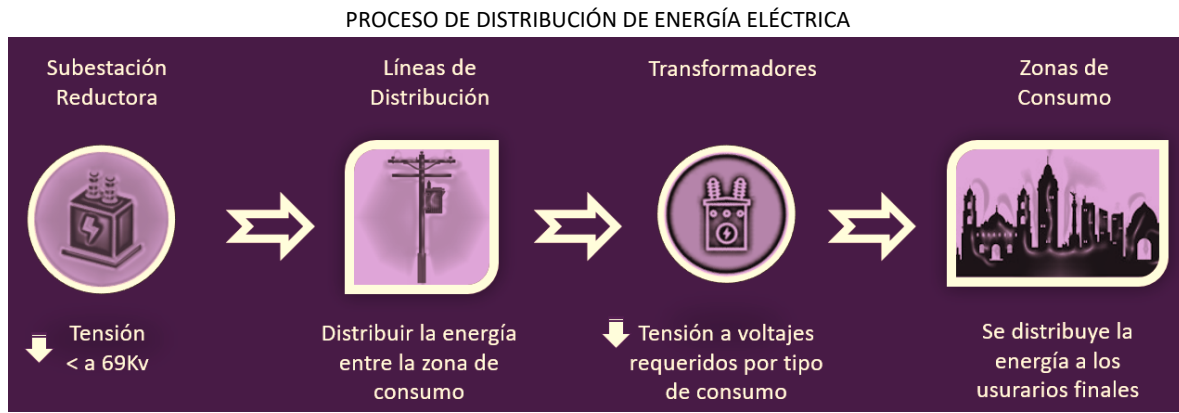
En conclusión, en 2017, la RNT, a cargo de CFE-Transmisión, se componía de 53 regiones de transmisión, con capacidad para trasladar 76,697 MW, 22.2% más que la capacidad registrada el año previo a la implementación de la actual política (62,744 MW); 45 de las regiones disponibles en 2017 se encontraban interconectadas en el SIN, por medio de 63 enlaces; las otras ocho regiones corresponden a la región de Baja California norte y sur, que siguen sin interconectarse. Pese al incremento en la capacidad de transmisión de energía eléctrica, existe una alta saturación entre regiones, principalmente en las del noroeste, central, oriental y peninsular (península de Yucatán).

Como parte de la infraestructura de transmisión, es importante considerar la capacidad para transformar la energía eléctrica en diferentes voltajes para poder conducirla por las líneas de transmisión. En el periodo 2008-2013, la capacidad de transformación de electricidad en las subestaciones registró un crecimiento promedio anual del 5.4%, al pasar de transformar 143,793.3 a 187,104.7 Megavolts Amperes (MVA); a partir de 2013 y hasta 2016 el crecimiento fue del 5.9%, llegando a 222,005.0 MVA en ese año; no obstante, para 2017 se registró una disminución del 28.8%, debido a la separación de la CFE y la reasignación de activos entre CFE Transmisión y CFE Distribución.

Además del incremento de la capacidad de generación como de la de transmisión y transformación de electricidad, como parte de la actual política, también se esperaba ampliar y, en su caso, modernizar las líneas de transmisión disponibles, entre 2013 y 2017 hubo un incremento del 1.5%, al pasar de 101,008.0 a 107,042.6 km de extensión; el mayor incremento (del 2.8%) ocurrió entre 2016 y 2017, lo cual también se explica por la separación de la CFE. Pese a la ampliación de las líneas de transmisión, en 2017, la mayoría presentaron saturación, de las cuales, en cinco fueron superiores a 150 horas. Para cubrir las demandas de energía y con la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, también se reforzaron las interconexiones fronterizas del país, tanto para importar como exportar electricidad. En 2017, se disponía de 13 interconexiones, 11 con E.U.A, seis de ellas interconectadas permanentemente para exportar e importar energía y cinco para situaciones de emergencia. Con la frontera sur se registraron dos conexiones permanentes con Belice y Guatemala. Con estas líneas, en el periodo 2013-2016, se registró un superávit acumulado de 75.928.1 MWh, 64.8% menos que el registrado de 2008 a 2012, de 216,098.9 MWh; mientras que el déficit fue de 26,518.7 kWh.

2.3.6 Distribución

La distribución de energía a los usuarios finales, se realiza por medio de conductores de media tensión, que van de 1 a 35 kV, y baja tensión, menores a 1 kV. Este proceso comienza en una subestación reductora, donde se disminuye la tensión a menos de 69 kV; después, se transporta por las líneas de distribución troncal para subdividirla en ramales y que llegue a los transformadores, donde se reduce aún más la tensión a los voltajes requeridos por cada área de consumo, para que el usuario final pueda hacer uso de la electricidad. ^{174/}



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Glosario de términos de electricidad del Sistema de Información Energética.

En México, ese proceso se realiza por medio de la Red General de Distribución (RGD), la cual debe tener las condiciones óptimas para satisfacer el incremento de la demanda, la eficiencia de la distribución, así como mejorar la confiabilidad, calidad y seguridad del suministro eléctrico. Al igual que la RNT, la responsabilidad de distribuir quedó a reserva del Estado, para otorgar el servicio abierto y sin discriminación a la generación distribuida; sin embargo, podrán participar privados mediante licitaciones para la ampliación y modernización de la RGD.

a) Subestaciones reductoras

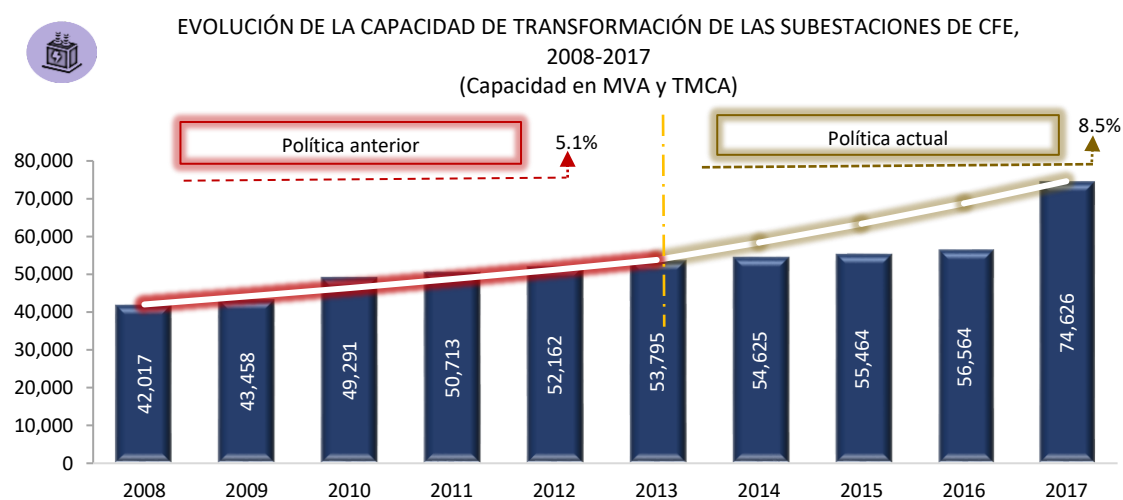
Entre 2008 y 2012 se contaba con un acumulado de 1,841 subestaciones reductoras, las cuales incrementaron a una tasa media anual del 3.3%; mientras que para 2017 se contó con 2,105 unidades, lo que significó un crecimiento promedio anual del 2.6%, como se muestra a continuación:

^{174/} Glosario de términos de electricidad del Sistema de Información Energética.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con la capacidad de distribución.

A partir de 2013, el número de subestaciones incrementó marginalmente en comparación con el de años previos, más aún si se considera que en 2016 incrementaron 1.0%, en promedio anual, el cambio reflejado en 2017 se debe a la reasignación de activos; la desaceleración del crecimiento de subestaciones podría comprometer la confiabilidad de su distribución, ya que, en caso de disminuir, saturaría su capacidad, provocando una ineficiencia en su uso e incrementando las pérdidas técnicas, por ello, es indispensable que su crecimiento sea acorde con el de la demanda de energía eléctrica. La evolución de la capacidad de transformación de energía en las subestaciones reductoras se muestra a continuación:

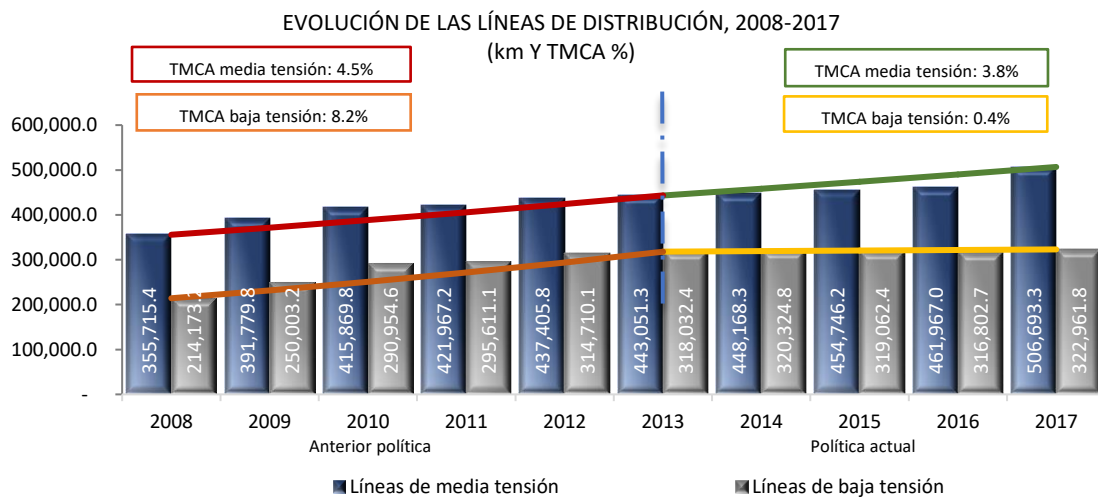


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con la capacidad de distribución.

La reasignación de activos entre las subsidiarias CFE-Transmisión y CFE-Distribución, compensó de manera significativa la capacidad de transformación de energía registrada en los años anteriores a 2013; toda vez que, la capacidad de 2017 (74,626 MVA) superó en 31.9% a la del año previo (56,564 MVA), con lo que, de 2013 a 2017, alcanzó una tasa de crecimiento media anual del 8.5%; no obstante, entre 2013 y 2016, fue del 1.6%, inferior al 5.1% que se observó entre 2008 y 2013.

b) Líneas de distribución

Las líneas de distribución son conductores que transportan la electricidad desde las subestaciones reductoras hasta los consumidores o a los transformadores que reducen la tensión acorde a las necesidades de la demanda, estas pueden ser de baja o mediana.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con la capacidad de distribución.

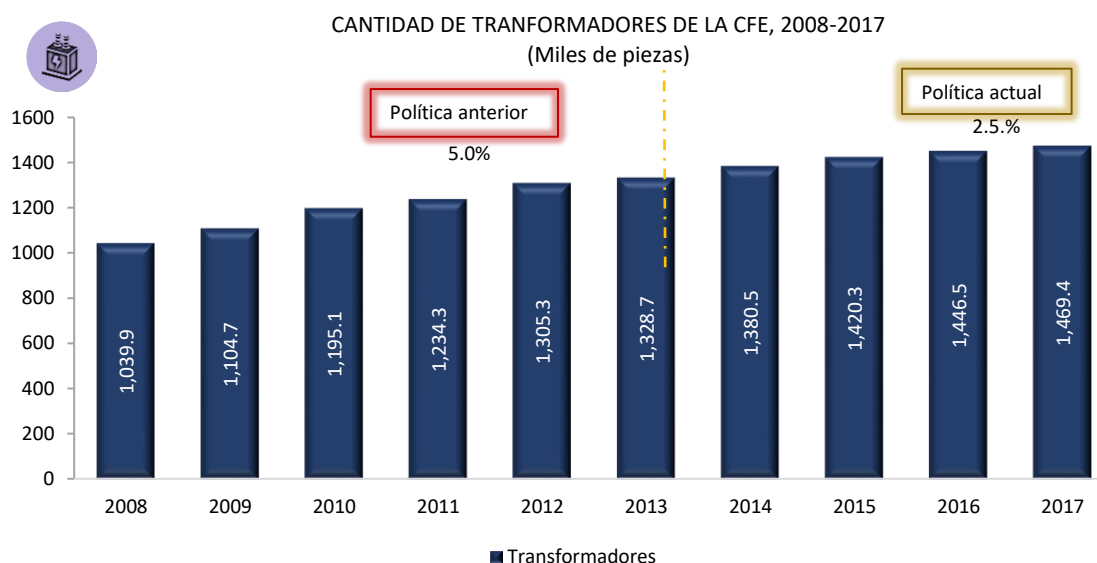
La evolución de la extensión de las líneas de distribución fue superior antes de la transición hacia la actual política; las líneas que tuvieron un crecimiento más acelerado son las de mediana tensión, que generalmente se utilizan para los grandes usuarios, con el cambio más significativo entre 2016 y 2017, por el traspaso de líneas de transmisión; la extensión de la baja tensión, que en su mayoría cubre la demanda de los hogares, ha sido marginal en los últimos cuatro años.

Con la implementación del FSUE, en 2017, se realizaron acciones de extensión de las redes de distribución para lograr la electrificación en 727 localidades que se encontraban a cinco kilómetros o menos de la red de distribución; suponiendo que la red se extendió cinco kilómetros por cada localidad beneficiada, entre 2016 y 2017, se esperaría una ampliación mínima de 3,635 km en las líneas de baja tensión, el incremento en ese año fue de 6,159.1 km; no obstante, no representó un

cambio significativo, respecto de los años previos. Así también, considerando la estimación de los avances pronosticados para la electrificación, por medio de la extensión de líneas de distribución, es importante que el crecimiento de éstas se potencialice, a fin de contar con la capacidad suficiente para cubrir el crecimiento de la demanda de energía eléctrica, y no poner en riesgo el abasto a algunos usuarios.

c) Transformadores

Los transformadores reciben la electricidad de las líneas de distribución y reducen la tensión a voltajes apropiados para su consumo; hasta 2013, se contaba con 1,328.7 miles de transformadores y, para 2017, estos ascendieron a 1,469.4 miles de piezas, en ese periodo, el crecimiento promedio anual fue del 2.5%, como se muestra a continuación:



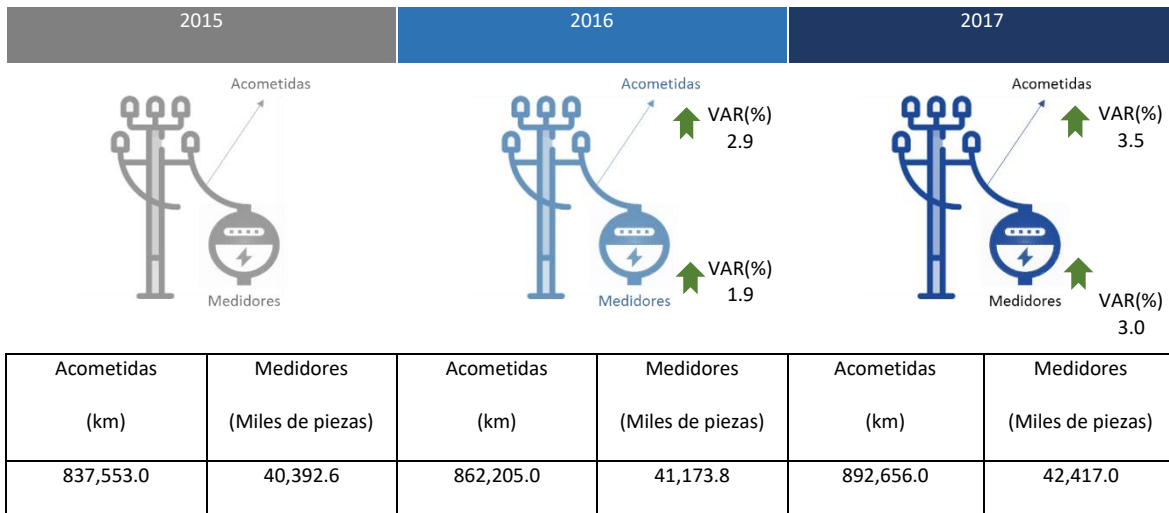
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con la capacidad de distribución.

A 2017, el crecimiento del número subestaciones fue inferior al registrado en los años previos, lo cual, se puede explicar por la sustitución de algunos transformadores que se consideraron obsoletos e ineficientes, aunque no se tiene especificado el número de estos. La importancia de la eficiencia de la instalación y el correcto funcionamiento de estos, refiere al abastecimiento de la demanda de energía eléctrica, donde se evite el sobrecalentamiento de estos y la suspensión del servicio, como se observará más adelante.

d) Instalación de acometidas y adquisición de nuevos medidores

Los últimos conductores para que la energía eléctrica llegue a los usuarios, son las acometidas ^{175/} y los medidores, ^{176/} con ello, el final del proceso de distribución. Para 2017, las acometidas tenían una extensión de 892,656.0 km, las cuales se incrementaron en 3.5% respecto del año anterior. En el caso de los medidores, en 2017, se registraron 42,417.0 miles de medidores instalados, 3.0% más que el año anterior, como se muestra a continuación:

INFRAESTRUCTURA DE ACOMETIDAS Y MEDIDORES DE LAS REDES GENERALES DE DISTRIBUCIÓN, 2015-2017
(Kilómetros instalados y piezas de medidores)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Auditoría Número: 1695-DE, "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución", disponible en: https://www.asf.gob.mx/Section/58_Informes_de_auditoria

La importancia de la instalación de ese tipo de infraestructura se relaciona con la capacidad que se tiene para hacer frente a las obligaciones de la CFE para garantizar la cobertura del servicio. Como se mencionó anteriormente, en 2017 se realizaron acciones de extensión de las redes de distribución, como parte de la ejecución de los proyectos de electrificación del FSUE; en ese año, se llevó el servicio a 32,594 viviendas, lo cual implica la instalación de la misma cantidad de medidores y es proporcional a las acometidas; esto, además tendría un efecto en el ritmo de crecimiento observado en años anteriores. Con la información disponible, se observa que las acciones del fondo marcaron una diferencia entre la infraestructura instalada entre 2016 y 2017, y la del periodo anterior.

^{175/} Se refiere a los cables conductores que van de las líneas de distribución a los medidores y se enlazan en los postes de distribución.

^{176/} Miden la cantidad de electricidad que consume cada hogar, comercio, industria, servicios, bombeo agrícola y alumbrado público.

Además del incremento en la instalación del equipo necesario para garantizar la correcta distribución de la energía eléctrica, es preciso que garanticen un funcionamiento óptimo; en el caso de las acometidas, que no provoquen la saturación de las líneas y, en el de los medidores, que permitan una mejor cuantificación de la energía consumida, la ineficiencia en el funcionamiento de este tipo de infraestructura puede provocar pérdidas importantes de energía, como se observará posteriormente. Desde años anteriores a la implementación de la actual política, se detectó que existían medidores que no resultaban eficientes para su propósito, por lo que se optó por su sustitución.

Hasta inicios de 2009, todos los servicios de baja tensión contaban con equipos de medición de tipo electromecánico, pero son los menos eficientes para su propósito; a mediados del mismo año se comenzó la instalación de nuevos medidores electrónicos y los primeros medidores de autogestión e Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés) ^{177/} en las Unidades de Negocio Centro Sur y Valle de México Centro. ^{178/} Desde ese momento, y hasta la fecha, se buscó un equilibrio entre su utilidad y costos. En la tabla siguiente se muestra la descripción y participación de los diferentes tipos de medidores disponibles:

^{177/} Los medidores escalados y los AMI son los más eficientes por la automatización remota en la medición.

^{178/} CFE-Distribución, PAMRGD 2018-2013, consultado el: 1 de noviembre de 2018, disponible en: <https://www.cfe.mx/epsdistribucion/cumpliminetoregulatorio/Documents/PAM%20de%20las%20RGD%202018-2032.pdf>.

COSTOS Y PORCENTAJE DE EXISTENCIA POR TIPO DE MEDIDOR Y SUS CARACTERÍSTICAS, 2017
(Pesos y porcentaje)

Medidores	Descripción	Costo (pesos)	Existentes (%)
 Electromecánico	La toma la lectura, facturación, cortes y reconexiones, se realizan en el sitio de manera manual; sólo miden el consumo de energía, son manipulables y tiene un 2% de error en la lectura.	Ya no se fabrica.	47.2
 Autogestión (electrónico)	Tienen la capacidad de medir el consumo y demanda de energía eléctrica; asimismo, se pueden realizar cortes, reconexiones en el sitio, registrar las fallas e intentos de manipulación y tiene un margen de error de 0.5%	1,328.0	47.1
 Escalados (electrónico)	Funciona por medio de una tarjeta electrónica de comunicación con un medidor de autogestión (electrónico), que permite comunicación remota con los sistemas de información de CFE, logrando automatizar la toma de lectura, realizar cortes y reconexiones de manera remota, registra las fallas e intentos de manipulación.	2,210.0	1.2
 AMI	La toma de lectura, el corte, la reconexión, registro de fallas y manipulación indebida del medidor se toman de forma remota, permite facturación en prepago y se integra a la REI.	7,500.0	3.9
 Multifunción Media y alta tensión	Se utiliza para medir la energía eléctrica en los procesos de generación, transmisión, distribución; principalmente se usa para operaciones comerciales, se pueden hacer cortes y reconexiones con la finalidad de facturar, estadística y calidad de energía.	n.d.	0.4
 Sin medición	No se cuenta con la medición, ya que son servicios temporales de baja tensión, así como consumo en alumbrado público y cámaras de video vigilancia.	n.a.	0.2

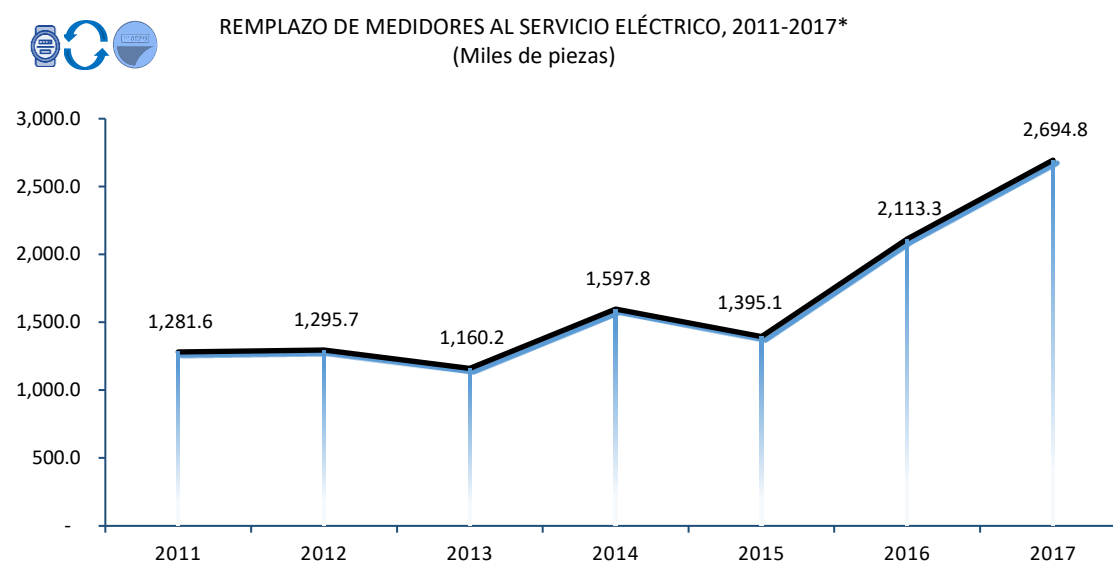
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD) 2018-2032, Presentaciones de las Mesas de Trabajo de la SENER y Medidores Multifunción para Sistemas Eléctricos.

Actualmente, se ha trabajado en la ampliación y modernización del equipo de medidores; sin embargo, aún es insuficiente, ya que la mayoría siguen siendo electromecánicos, debido a los altos costos. Para atender esa problemática, la CFE desarrolló un medidor que permite tomar lectura, realizar cortes y reconexiones, escalar la comunicación y a un costo competitivo, ^{179/} por lo que su inclusión a este proceso requiere un incremento en la inversión que se destina a estos fines.

^{179/} CFE-Distribución, Presentación Perdida Técnicas y no Técnicas.

Asimismo, la CFE cuenta con un programa de modernización y ampliación de las redes generales de distribución, donde se establecen acciones para prevenir la ineficiencia en este proceso y fortalecer las que se habían realizado desde 2009, para permitir que el sector se encontrara en condiciones óptimas para atender la demanda y mejorar el cobro de la electricidad que se consume.

A partir de 2015, se potencializaron las acciones de sustitución de medidores de energía, ^{180/} como se muestra en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con las acciones de modernización e instalación de medidores y acometidas, realizada por comisión, en el periodo 2011-2017.

* Considera la sumatoria de medidores autogestión e Infraestructura de Medición Avanzada (por sus siglas en inglés AMI), menos el incremento anual en clientes.

Los incrementos más significativos en el cambio de medidores ocurrieron de 2015 a 2016, con una variación del 51.5%, y de 2016 a 2017 del 27.5%, lo que demuestra el avance en la modernización de los medidores, acorde con las acciones programadas.

e) Confiabilidad y calidad

La confiabilidad se mide con base en tres indicadores: Índice de la Duración Promedio de las Interrupciones de las Redes de Distribución (SAIDI), Índice de la Frecuencia Promedio de

^{180/} El reemplazo de medidores es el cambio de los dispositivos, por daños o modernización, a medidores de autogestión y AMI como medida para realizar una correcta lectura de la electricidad utilizada para su facturación, lo que disminuirán las pérdidas de energía por fallas en la medición de electricidad consumida, este tipo de medidores permiten hacer el corte de electricidad de forma remota a los usuarios que omitan el pago de su recibo, así como detectar fallas en el proceso de distribución o intentos de manipulación en el medidor.

Interrupciones en el Sistema (SAIFI) e Índice de Duración Promedio de las Interrupciones a los Usuarios (CAIDI), ^{181/} como se muestra a continuación:

CRITERIOS DE CONFIABILIDAD EN LA DISTRIBUCIÓN

Criterio	Indicadores	Descripción	Limites
Confiabilidad	SAIDI Índice de la Duración Promedio de las Interrupciones de las Redes de Distribución	Es un indicador que mide la duración anual promedio de las interrupciones en Distribución.	<= 50 minutos
	SAIFI Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema	Es un indicador que mide la frecuencia promedio anual de las interrupciones en Distribución por usuario final.	<= .94 interrupciones
	CAIDI Índice de Duración Promedio de las Interrupciones a los Usuarios	Es un indicador que mide la duración anual promedio de las interrupciones por usuario en distribución.	<= 53 minutos

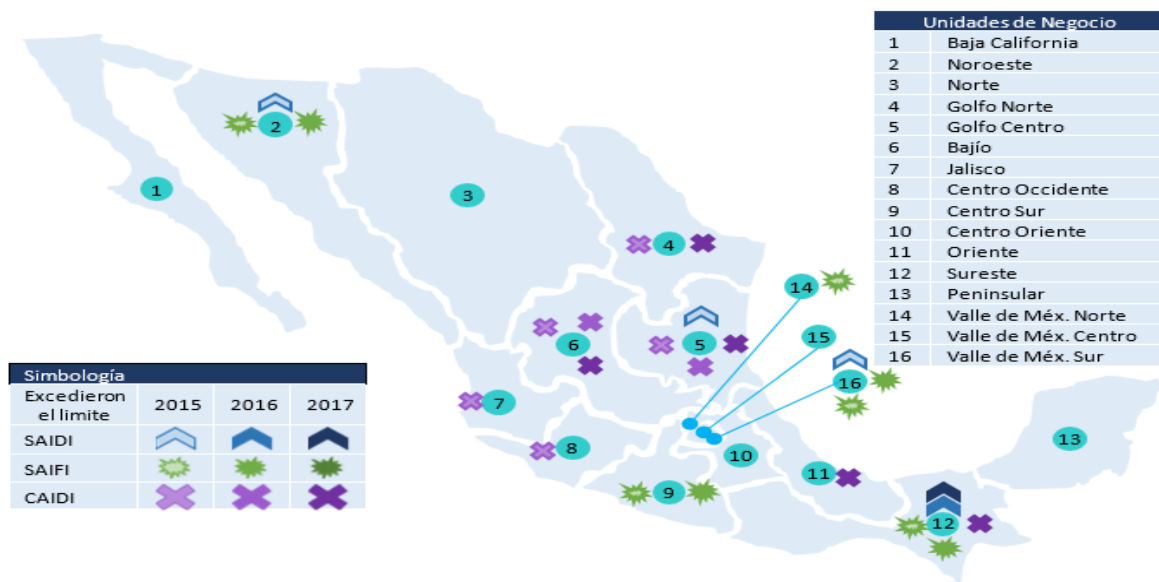
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD) 2018-2032.

La medición de los límites de cada uno de los indicadores se agrupa por regiones, a fin de identificar dónde persisten las fallas que comprometen la confiabilidad de la energía que se distribuye. Las regiones donde se presentaron los mayores problemas de confiabilidad fueron el Sureste, Golfo Centro, Noroeste, Valle de México Sur y Bajío.

Debido a que la separación de la CFE fue otro punto coyuntural de la actual política energética en los procesos operativos, es indispensable analizar la confiabilidad de este periodo donde CFE Distribución tiene autonomía tanto horizontal como vertical. En el siguiente mapa se observan las regiones que rebasaron los promedios establecidos, medidos en cada unidad de negocio responsable de la distribución de energía, entre 2015 y 2017.

^{181/} Esos tres indicadores tienen límites que se establecieron en las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Acceso Abierto y Prestación de los Servicios en la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución de Energía Eléctrica, publicado en el DOF el 16 de febrero de 2016.

GEORREFERENCIA POR UNIDAD DE NEGOCIO DE LOS INDICADORES DE CONFIABILIDAD QUE EXCEDIERON EL LÍMITE ESTABLECIDO, 2015-2017



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD) 2018-2032.

Respecto de la duración anual promedio de las interrupciones en distribución (SAIDI), en 2015, tres de las 16 Unidades de Negocio (UN) rebasaron el límite establecido de 50 minutos de interrupción en distribución: el Golfo Centro, Noroeste y Valle de México Sur, con 59.1, 52.9 y 51.6 minutos de interrupción, respectivamente; para 2016 y 2017 las primeras dos redujeron esos lapsos, pero la unidad del Sureste los incrementó, en el último año, superó el límite por 22.2 minutos.

Por lo que corresponde a la frecuencia promedio de interrupciones en el sistema (SAIFI), en 2015 cinco UN excedieron las 0.94 interrupciones en el sistema: Centro Sur, Noroeste, Suroeste, Valle de México Norte y Sur, con 1.06, 1.32, 0.95, 1.0 y 1.26 de interrupciones, respectivamente; para 2017 ninguna UN rebasó el límite, aunque Noroeste, Sureste y Valle de México Sur estuvieron cercanos al límite.

Finalmente, la duración promedio de las interrupciones a los usuarios (CAIDI), en 2015, fue rebasada por el Bajío, Centro Occidente, Centro Oriente, Golfo Centro, Golfo Norte y Jalisco con 59.4, 57.1, 69.9, 80.4, 53.2 y 54.1 minutos de interrupción, respectivamente; mientras que en 2017 fueron el Bajío, Golfo Centro, Golfo Norte, Oriente y Sureste con 60.7, 100.0, 53.7, 59.1 y 80.5 minutos de interrupción a los usuarios respectivamente; es de destacar que, durante el periodo, el Bajío y Golfo Centro se mantuvieron por encima del límite, ese último lo excedió por 47.0 minutos. En el Anexo VI se muestra el detalle de las interrupciones registradas por las diferentes UN en cada indicador.

f) Generación Distribuida

La generación distribuida es la producción de energía eléctrica en pequeña o mediana escala por un generador exento, ^{182/} que cuenta con una capacidad máxima de 500 kW; ^{183/} en general, en este modo de generación se produce electricidad por fuentes renovables en corriente continua, que pasa por un inversor que la convierte en corriente alterna para poder ser consumida; después, pasa a un centro de carga que es el equipo que permite recibir el suministro de energía que se genera y distribuye en su hogar, el resto de energía que no se utiliza, se traslada a un medidor bidireccional que la interconecta con las RGD. ^{184/}



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la CRE, Contratos de interconexión en pequeña y mediana escala, 2017.

Con el propósito de fomentar la eficiencia energética, alcanzar la cobertura nacional, la confiabilidad, estabilidad, seguridad en el suministro energético, el uso de tecnologías renovables, reducir los gases de efecto invernadero, disminuir costos de transportación y las pérdidas técnicas que conlleva el proceso, comenzó a impulsarse la Generación Distribuida; sin embargo, para sostener su incremento, es importante el correcto funcionamiento de la capacidad de distribución; además del cambio de la infraestructura, las características y pronósticos físicos del sistema donde se instalará el proyecto, etcétera.

La capacidad de asimilación de interconexiones es un factor relevante, ya que no debe afectar la confiabilidad o la calidad de la energía; a su vez, se debe de considerar que el crecimiento de las

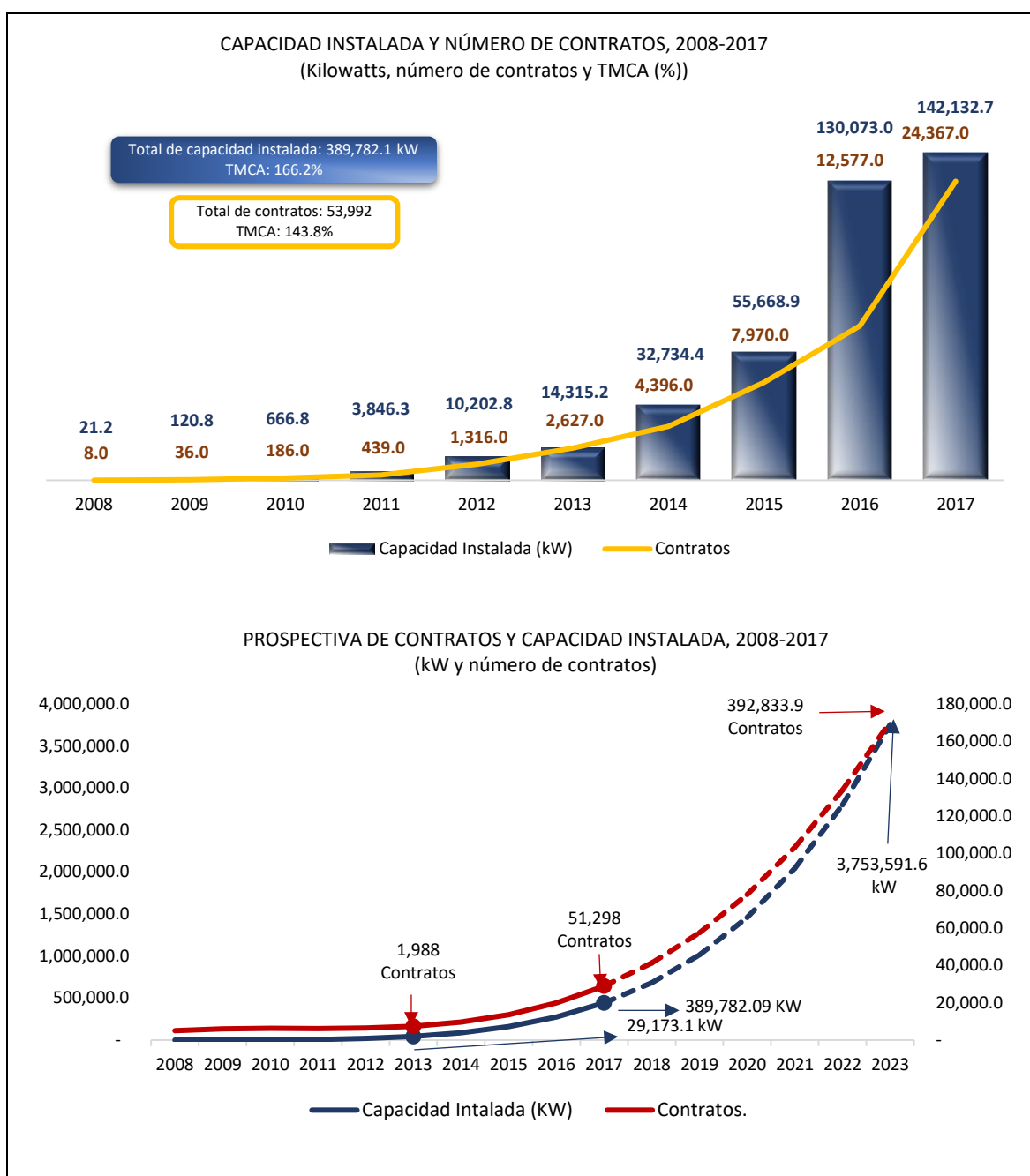
^{182/} Se le llama generador exento a aquél que no está obligado a tener un permiso para generar energía eléctrica, ya que su capacidad de generación es muy pequeña.

^{183/} Ley de la Industria Eléctrica, Artículo 3ro.

^{184/} Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución.

interconexiones no impacte en los límites térmicos, la calidad de la energía, en los sistemas de protección y control, así como en la confiabilidad y seguridad del sistema. A efecto de cubrir este incremento, se deben realizar proyectos de ampliación y modernización de la RGD para continuar con las interconexiones, sin que se comprometa la confiabilidad y seguridad del sistema, para ello, se debe considerar, la capacidad agregada de la Generación Distribuida y su tendencia de crecimiento, la disponibilidad de recursos, sus costos y los precios de las diferentes fuentes de energía.

Este tipo de generación comenzó desde 2008, con ocho contratos de interconexión con las Redes Generales de Distribución, una cantidad mínima que no representaba un problema para la capacidad de energía que se debería distribuir, pues era de 21.2 kW; no obstante, para 2013, ya se contaba con 2,627 contratos, que alcanzaron una capacidad de 14,315.2 kW. Con la implementación de la actual política y la aplicación de las reglas del mercado eléctrico hubo mayor impulso a este tipo de generación, llegando a 2017 a una capacidad de 142,132.7 kW, por medio de 24,367.0 contratistas, como se muestra en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información reportada por la CRE, relacionada con las Centrales eléctricas de Generación Distribuida, 2017.

Durante el periodo 2008-2017, se registró una tasa media anual de crecimiento del 143.8%, en consecuencia, la capacidad instalada incrementó a una tasa media anual del 166.2%; lo cual, permitió que se acumularan 53,992 contratistas y hasta diciembre de 2017 existían cuatro más en trámite con una capacidad instalada total de 389,782.1 kW.

Con las tendencias observadas y realizando una proyección exponencial de la capacidad y los contratos, similar a la pronosticada por la CRE, se observa que, para 2023, pueden crecer cinco veces más los contratos y capacidad que existía en 2017, logrando alcanzar 3,753.6 MW, capacidad cercana a la que en 2017 representaba la energía eólica; ^{185/} por lo cual, es importante seguir impulsando el crecimiento y la modernización de la capacidad de distribución, a fin de hacer frente a los nuevos tipos de generación de energía eléctrica que se están sumando a la matriz, ya que, además, contribuyen a transitar hacia el uso de tecnologías limpias, priorizando en esos proyectos a las entidades con mayor potencial para este tipo de generación, como se muestra en el Anexo VII.

En conclusión, durante el periodo 2013-2017, la capacidad de transformar energía eléctrica en las subestaciones de distribución, se incrementó en 8.5%, en promedio anual, al pasar 53,795 a 74,626 MVA de capacidad para transformar; el mayor incremento se observó de 2016 a 2017, debido a la reasignación de activos de CFE-Transformación y CFE-Distribución.

La capacidad para transformar energía se debe alinear con la extensión de las líneas de distribución, que en este proceso se distinguen entre baja y mediana tensión. En el mismo periodo, las líneas de baja tensión se incrementaron únicamente en 0.4%, en promedio anual, al pasar de 318,032.4 a 322,964.8 km de extensión, que en su mayoría cubre la demanda de los hogares; en el caso de las de mediana tensión, registraron una ampliación del 3.8%, en promedio anual, al pasar de 443,405.8 a 506,693.3 km de extensión; generalmente se utilizan para los grandes usuarios, con el cambio más significativo entre 2016 y 2017, por el traspaso de líneas de transmisión.

En cuanto a la cantidad de transformadores disponibles, durante el periodo 2013-2017, se registró un incremento del 2.5%, toda vez que pasaron de 1,328.7 a 1,469.4 miles de piezas. Ese incremento fue más significativo en los años previos a la implementación de la actual política, ya que, entre 2008 y 2013, fue del 5.0%; en el periodo analizado se priorizó la sustitución de algunos transformadores que se consideraron obsoletos e ineficientes, aunque no se tiene especificado el número de éstos.

Respecto de la instalación de acometidas y medidores; de la información disponible se observó que, en 2017, las acometidas tenían una extensión del 892,656.0 km, y había 42,417.0 miles de medidores, 3.5% y 3.0% más que el año previo, respectivamente. En el caso de los medidores, la

^{185/} En el apartado de generación, se observó que, en 2017, la capacidad de generación con energía eólica ascendió a 4,198.9 MW, lo que representó el 5.6% de la capacidad total de generación, en ese año.

CFE consideró que los del tipo electromecánico eran obsoletos e ineficientes para el proceso fundamental de la medición de electricidad consumida y, por ende, la correcta facturación. En virtud de lo anterior, en 2009, se comenzó con el remplazo por medidores más eficientes, logrando, en 2017, reducir la participación de éstos, al 47.2%; el 52.8% se sustituyeron, periódicamente por de autogestión (47.1%), escalados (1.2%), AMI (3.9%), multifunción (0.4%) y sin medición (0.2%). No obstante, sigue siendo importante acelerar el proceso de sustitución del 47.2% de los medidores ineficientes, ya que contribuyen a la existencia de pérdidas de energía.

Para analizar la confiabilidad del sistema de distribución, se analizaron los resultados de los indicadores siguientes: Índice de la Duración Promedio de las Interrupciones de las Redes de Distribución (SAIDI), Índice de la Frecuencia Promedio de Interrupciones en el Sistema (SAIFI) e Índice de Duración Promedio de las Interrupciones a los Usuarios (CAIDI), medidos por la propia CFE en las Unidades de Negocio del país; para el periodo 2015-2017, se obtuvieron los resultados que se describen a continuación.

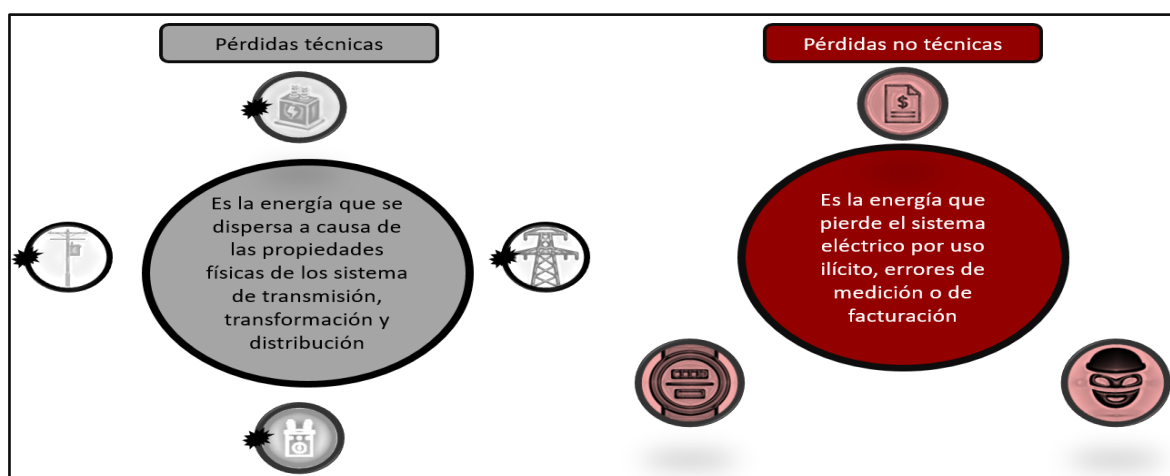
Respecto del SAIDI, en 2015, tres unidades rebasaron el límite establecido de 50 minutos: el Golfo Centro, Noroeste y Valle de México Sur, para 2016 y 2017 las primeras dos redujeron esos lapsos, pero, en el último año, la unidad del Sureste superó el límite por 22.2 minutos. Por lo que corresponde al SAIFI, en 2015, cinco UN excedieron las 0.94 interrupciones en el sistema: Centro Sur, Noroeste, Suroeste, Valle de México Norte y Sur, para 2017 ninguna UN rebasó ese límite. Finalmente, el CAIDI, en 2015, fue rebasado por el Bajío, Centro Occidente, Centro Oriente, Golfo Centro, Golfo Norte y Jalisco; mientras que, en 2017, fueron el Bajío, Golfo Centro, Golfo Norte, Oriente y Sureste, durante el periodo, el Bajío y Golfo Centro se mantuvieron por encima del límite, ese último lo excedió por 47.0 minutos.

En el caso de la Generación Distribuida, se identificó que, con la implementación de la actual política, hubo un impulso para este tipo de generación, llegando a 2017 a una capacidad de 142,132.7 kW; durante el periodo 2008-2017, se registró un incremento promedio anual del 166.2%, con un acumulado total de 389,782.1 kW. Con la tendencia observada, se estimó que para 2023, se pueda lograr una capacidad de 3,753.6 MW, capacidad cercana a la que en 2017 representaba la energía eólica; su importancia radica en que esa capacidad se puede distribuir por las líneas disponibles y, para evitar más problemas de saturación, es necesario incrementar y modernizar la capacidad de distribución, a fin de hacer frente a los nuevos tipos de generación.

Dado que el servicio de electrificación no es algo que se haya implementado recientemente, es necesario considerar que gran parte de la infraestructura ha rebasado su periodo de vida útil y que la falta de mantenimiento o sustitución de la misma pone en riesgo la confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía que se realiza en el proceso de distribución.

2.3.7 Pérdidas de energía

Las pérdidas de energía son provocadas por la saturación de energía eléctrica, la utilización de equipo obsoleto y equipo dañando, toda vez que los conductores y transformadores dispersan parte de la energía en forma de calor, o bien, por la energía que es consumida, pero no pagada por el usuario; para disminuir ese tipo de pérdidas, es necesario ampliar, modernizar y darle mantenimiento a la infraestructura eléctrica para conservarla en óptimas condiciones. Los tipos de pérdidas se clasifican en técnicas y no técnicas, como se muestra a continuación:



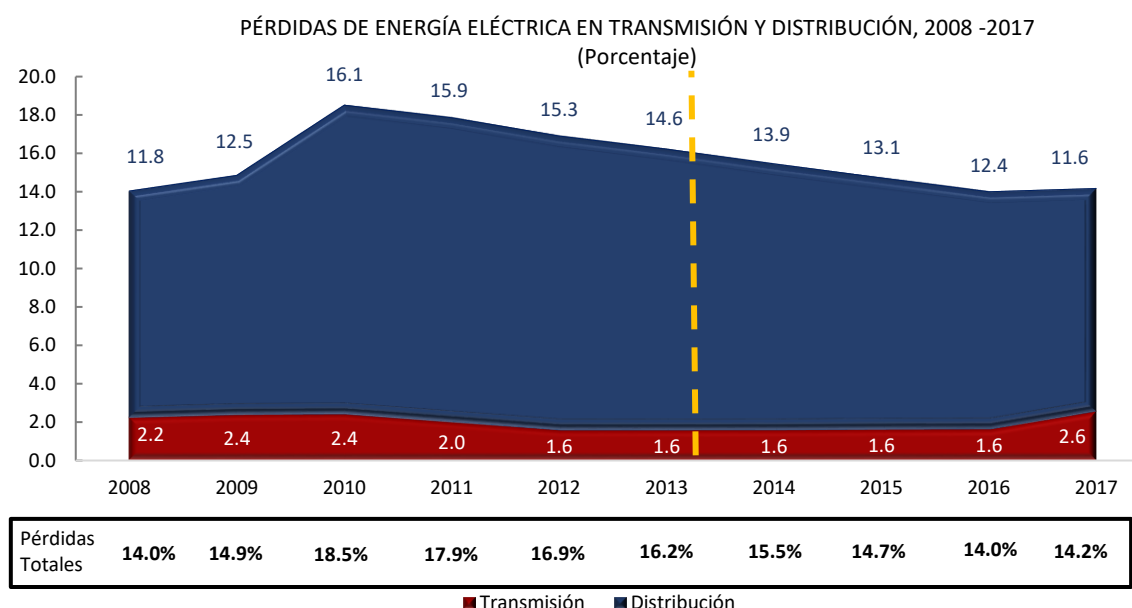
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032.

Durante el periodo 2008-2017, las pérdidas de energía eléctrica que circulan por las líneas de transmisión y distribución, a nivel nacional, fueron superiores al 14.0%; en Estados Unidos las pérdidas de energía en las líneas de transmisión y distribución fueron, en promedio, del 5.0% ^{186/}, lo cual refleja que, a pesar de la reducción de ese porcentaje en México que se observó a partir de 2011; aún existe una brecha de casi tres veces la que se reporta en E.U.A., por lo que es indispensable continuar con la acciones para disminuir las pérdidas de energía eléctrica. En total,

^{186/} La cifra considera el promedio de pérdidas anuales entre 2012 y 2016, de acuerdo con datos de Energy Information Administration, How much electricity is lost in transmission and distribution in the United States, 2018.

las pérdidas de energía, tanto en transmisión como distribución, entre 2008 y 2013 pasaron de 14.0% a 16.2%; mientras que para 2017, fueron del 14.2%.

La evolución de las pérdidas de energía, reportadas por el sector eléctrico mexicano en los procesos de transmisión y distribución, se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por CFE, el PRODESEN 2018-2032 y Presentaciones de las mesas de trabajo.

NOTA: CFE-Distribución toma en cuenta las pérdidas técnicas desde sus líneas de alta tensión que van de menos de 69 kV a mayores de 35 kV.

En el periodo previo a la implementación de la actual política, 2008-2013, las pérdidas de energía en transmisión se mantuvieron como máximo del 2.4%, se podría asegurar que es un rango de pérdidas bajo y razonable; sin embargo, cabe destacar que el incremento de 3.6 puntos porcentuales, registrado en 2010, se debió a la adquisición de infraestructura de transmisión de Luz y Fuerza del Centro (LyFC), a la cual la CFE tuvo que modernizar y dar mantenimiento con lo que logró, en 2012, disminuir las pérdidas en este proceso al 1.6%, que permanecieron así hasta los primeros tres años de implementación de la actual política; no obstante, para 2017, la saturación de las líneas de transmisión elevó las pérdidas al 2.6%.

En el proceso de distribución, las pérdidas se mantuvieron por encima del 11.8% durante 2008-2013; en este proceso tiene mayor relevancia la extinción de LyFC, ya que uno de los motivos de su liquidación fue la cantidad de pérdidas eléctricas con las que operaba, en 2008 fueron del 32.5% y

para junio de 2009 del 30.6% ^{187/}, por lo que la CFE tomó los activos y pasivos de la empresa, por este motivo en 2010 se observa el incremento de 3.6 puntos porcentuales, respecto del año previo; no obstante, a partir de ese año, CFE comenzó con el reemplazo de los medidores, para hacer más eficiente la facturación de la energía consumida y evitar los robos que eran favorecidos por el tipo de medidores electromecánicos, como se explicó en el proceso de distribución. Es entonces que, aún antes de la implementación de la actual política energética, la CFE ya trabajaba en la disminución de las pérdidas de energía; logrando, entre 2010 y 2013, una reducción de 1.5 puntos porcentuales y, para 2017, representaron 3.0 puntos porcentuales menos.

A pesar de los esfuerzos de la CFE para disminuir las pérdidas de energía en el proceso de distribución, siguen siendo insuficientes para minimizar los efectos de la saturación de líneas y la falta de pago de la energía entregada; en este sentido, cuando las omisiones en el pago de la energía consumida supera los 30 días de morosidad, se considera como cartera vencida, la cual registró los montos que se muestran en la tabla siguiente:

CARTERA VENCIDA DE LA CFE E INGRESOS POR VENTA DE ENERGÍA, 2013-2017
 (Miles de millones de pesos)

Año	2013	2014	2015	2016	2017	Variación (%)
Cartera vencida	45.7	45	43.3	38.6	42.1	(7.9)
Ingresos por venta de energía	318.4	333.4	304.8	352.1	366.6	15.1
Participación (%)	14.4	13.5	14.2	11	11.5	(2.9)

FUENTE: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación con base en información proporcionada mediante los oficios núms. XL000/0069/2018 del 6 de marzo de 2018 y XL000/0462/2018 del 30 de agosto de 2018.

Nota: Los ingresos por venta de energía del periodo 2013-2016 corresponden a las cifras reportadas por la Comisión Federal de Electricidad antes de la reestructuración corporativa. Los ingresos de 2017 son el monto reportado por la CFE Suministrador de Servicios Básicos como empresa productiva subsidiaria.

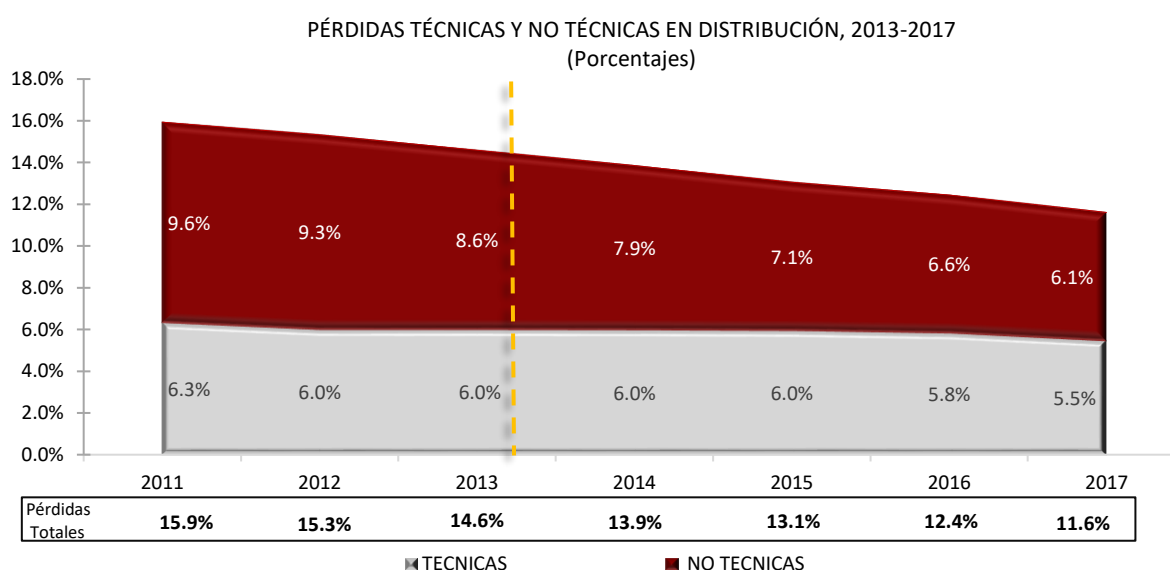
De acuerdo con los resultados de la fiscalización superior de la Cuenta Pública 2017, durante el periodo 2013-2017, el monto de la cartera vencida de la CFE disminuyó en 7.9%, al pasar de 45.7 a 42.1 miles de millones de pesos; lo cual equivalió al 11.5% de los ingresos por venta de energía de CFE Suministrador de Servicios Básicos en ese año. ^{188/}

^{187/} El economista, Cumple un año extinción de LyFC, consultado el: 07 de noviembre de 2018, disponible en: <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Cumple-un-ano-extincion-de-LFC-20101010-0098.html>

^{188/} Auditoría 526-DE “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos” correspondiente a la revisión de la Cuenta Pública 2017.

Los mayores problemas se tienen en la energía de baja y media tensión, que se despacha a los consumidores domésticos, residenciales y comerciales. En 2013, las pérdidas en estos segmentos fueron del 18.0%, mientras que para 2017 se disminuyeron 4.0 puntos porcentuales.

El tipo de pérdidas que se registran en el proceso de distribución pueden ser técnicas y no técnicas, con una mayor representatividad de las segundas, que en 2011 fueron el 9.6% y para 2013 fueron del 8.6%, en el caso de las técnicas, fueron del 6.3% el primer año y del 6.0% en el segundo. En la gráfica siguiente se muestra la evolución de las pérdidas registradas antes y después de la implementación de la actual política.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por CFE, el PRODESEN 2018-2032 y Presentaciones de las mesas de trabajo.

Con la implementación de la actual Política Energética el porcentaje de pérdidas técnicas en el proceso de distribución no tuvo variaciones significativas, pasaron del 6.0% al 5.5%, lo que no refleja una mejora sobresaliente en la infraestructura de este proceso, por lo que se requiere reforzar la modernización y el mantenimiento a la infraestructura. Por lo que respecta a las no técnicas, se han reducido en 2.5 puntos porcentuales al pasar del 8.6% en 2013 a 6.1% en 2017; esta mejora se debe a la implementación de la detección de anomalías, remplazo de medidores, regularización de asentamientos irregulares y mejoras operativas.

En general, es necesario incrementar la inversión para reducir las pérdidas, ya que sólo en 2017 se perdieron 34,721.3 GWh de energía, lo que equivale a 42,189.2 millones de pesos y que, en comparación con el presupuesto ejercido por CFE-Distribución (49,326.5 millones de pesos) para

ejecutar el programa presupuestario "E570 Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y comercialización de la energía eléctrica", representa el 85.5%, siendo el programa al que se le otorgaron mayores recursos en 2017; de estas pérdidas 16,330.6 GWh fueron derivadas de pérdidas técnicas y 18,390.7 GWh de no técnicas, 19,843.0 y 22,346.2 millones de pesos, respectivamente. ^{189/}

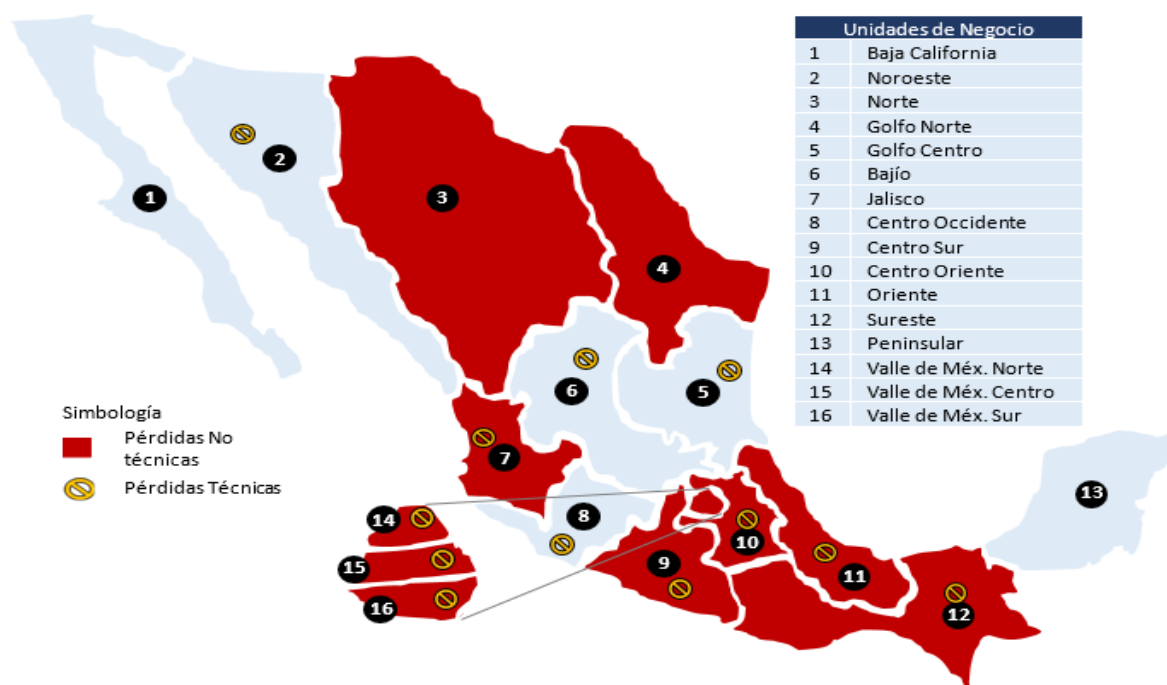
A nivel mundial, entre 2013 y 2014, las pérdidas en distribución rondaban por el 8.2%, lo cual deja a México por encima del promedio; asimismo, Estados Unidos, su mayor socio comercial, tiene un promedio de pérdidas en distribución del 5.9%, ^{190/} lo que refleja el trabajo que tiene que realizar México para reducir las pérdidas a niveles competitivos en el ámbito internacional.

Con base en el Acuerdo CRE No. A/074/2015, la CRE establece que los porcentajes límites aceptables de pérdidas, tanto técnicas como no técnicas, deben ser menores o iguales al 5.0%. La regionalización de las entidades, agregadas por unidad de negocios de distribución, que en 2017 cumplieron o rebasaron esos límites se muestran en el mapa siguiente:

^{189/} Calculado por la CFE Distribución con base en el precio medio de transferencia que proporciona la Gerencia de Medición y Conexión y Servicios, equivalente a 1.21508 pesos/kWh.

^{190/} Banco Mundial, Transmisión de energía y pérdidas en Distribución, consultado el: 07 de noviembre de 2018, disponible en: https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS?locations=US-BR&year_high_desc=false

GEORREFERENCIACIÓN DE LAS PÉRDIDAS TÉCNICAS Y NO TÉCNICAS EN DISTRIBUCIÓN EN 2017



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2018-2032.

En 2017, se observó que 12 de las 16 unidades rebasaron el límite establecido en pérdidas técnicas y 10 las no técnicas; los casos a destacar son la unidad Sureste y las tres unidades del Valle de México (VM), con elevados problemas en ambos tipos de pérdidas, pero, es su mayoría fueron técnicas. En la región Norte, Sur y Centro, se concentraron las no técnicas, con el 18.7%, 17.4% y 10.6%, respectivamente; sin embargo, en todos los casos hubo incrementos respecto del año previo.

En conclusión, la inversión que se ha ejecutado para disminuir las pérdidas técnicas con la implementación de una mejor medición y regularización de zonas conectadas de forma indebida ha funcionado y permitido un decremento constante de las mismas; sin embargo, el proceso no se ha podido acelerar, ya que, de acuerdo con la CFE, existen cuestiones externas como la delincuencia organizada, resistencia civil a la colocación de medidores y asentamientos irregulares, por lo que ocho unidades (Norte, Golfo Centro, Oriente, Golfo Norte, Bajío, VM Sur, VM Centro y Sureste) tienen una factibilidad de recuperación menor al 60.0%; seis (Jalisco, Centro Oriente, Centro Sur, Noroeste, VM Norte y Peninsular), entre el 60.0% y 80.0% de factibilidad, y sólo dos (Baja California y Centro Occidente) con factibilidad superior al 80.0%.

En 2017, las pérdidas de energía fueron del 14.2% del total producida, dos puntos porcentuales menos que las reportadas en 2013, pero similares a las reportadas en 2008, que fueron del 14.0%. Las mayores pérdidas se registraron en el proceso de distribución, que en 2017 fueron del 11.6%, mientras que el 2.6% fue en el proceso de transmisión, respecto de 2013, las primeras disminuyeron 3 puntos porcentuales, y las segundas se incrementaron un punto. Las pérdidas del último año equivalen a 42,189.2 millones de pesos.

A nivel mundial, entre 2013 y 2014, las pérdidas en distribución rondaban el 8.2%, específicamente Estados Unidos, el mayor socio comercial de México, registró un promedio de pérdidas en distribución del 5.9%, por lo que aún es necesario realizar mayores trabajos para reducir las brechas internacionales.

Con la implementación de la actual política, el porcentaje de pérdidas técnicas en distribución pasó del 6.0% al 5.5%, lo que no refleja una mejora sobresaliente en la infraestructura de este proceso, por lo tanto, se requiere reforzar la modernización y el mantenimiento; las no técnicas se redujeron 2.5 puntos porcentuales, al pasar del 8.6% en 2013 a 6.1% en 2017, debido a la detección de anomalías, el remplazo de medidores, la regularización de asentamientos irregulares y mejoras operativas.

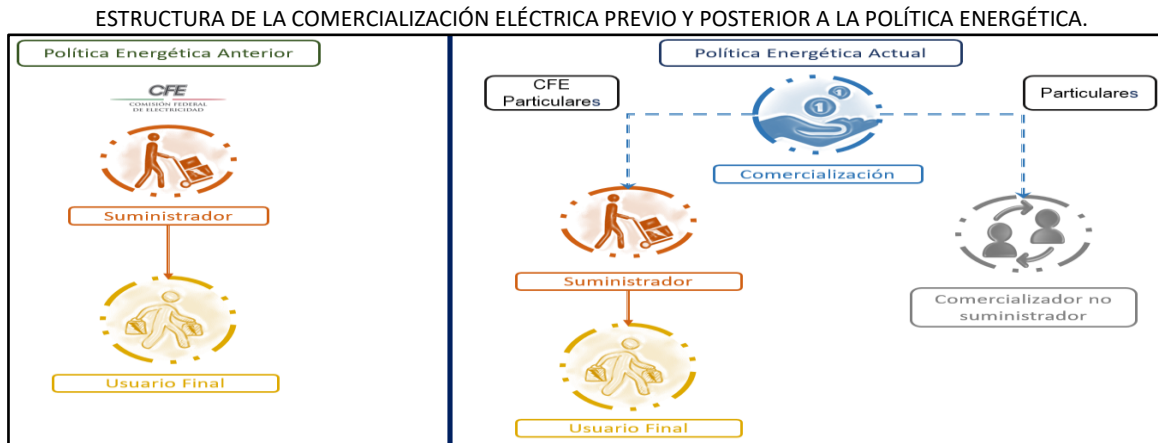
Con base en los límites de pérdidas establecidas por la CRE, del 5.0%, en 2017, 12 de las 16 unidades de negocios de distribución rebasaron ese límite, los mayores problemas se registraron en el Sureste y las tres unidades del Valle de México; así como el Oriente, Norte, Sur y Centro.

Las razones por las que, pese a los trabajos continuos en la disminución de pérdidas de energía, no han alcanzado los niveles esperados, se relacionan principalmente con la constante falta de inversión y a cuestiones externas, tales como la delincuencia organizada, resistencia civil a la colocación de medidores y asentamientos irregulares.

2.3.8 Comercialización

La Política Energética anterior establecía que el abastecimiento de energía eléctrica al servicio público era exclusivo de la Nación, por lo que la venta de energía se realizaba por medio de CFE y

esa era el único producto que la empresa podía comercializar, a esto se le denomina suministro de energía eléctrica.^{191/}



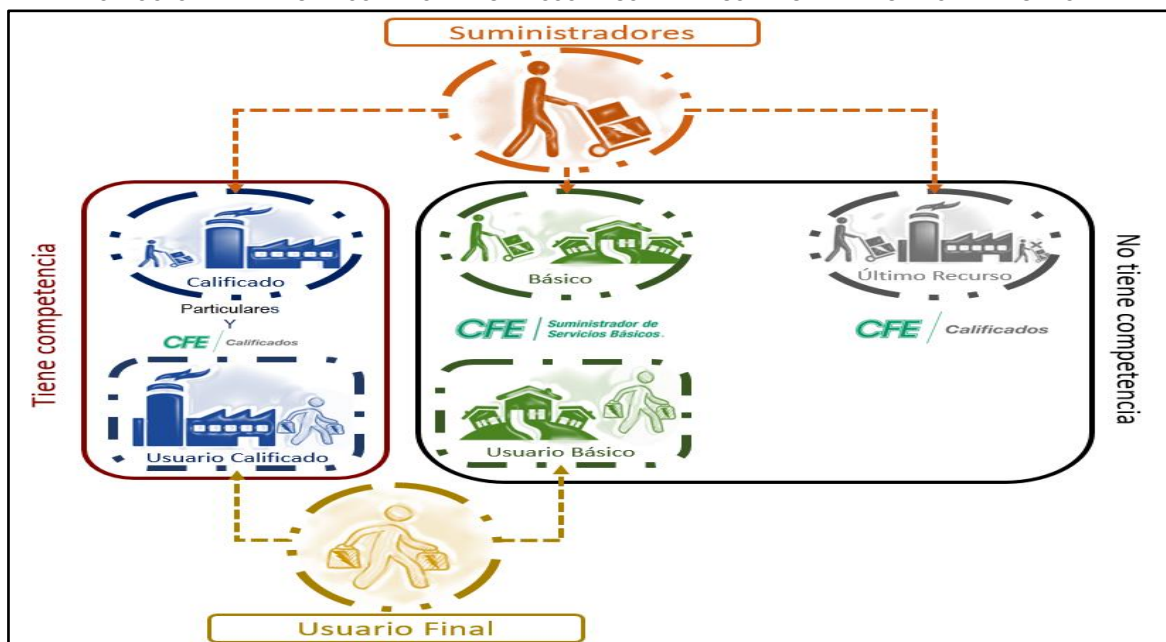
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

Con la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE), en 2014, y el comienzo de la operación de MEM, en 2016, se restructuró la forma en que se comercializa, ya que ahora en este proceso se realizan varias actividades, entre las que destacan el suministro eléctrico a un usuario final y representación de los generadores exentos en el MEM, así también, se realiza la compraventa de otros productos, tales como, servicios conexos, potencia, Certificados de Energía Limpia (CEL), contratos de cobertura, adquisición de los servicios de transmisión y distribución, y otros que determine el CENACE; asimismo, estas actividades no son exclusivas del Estado, se convirtieron en parte de una estructura competitiva que requiere la participación de particulares para su funcionamiento, por lo que permite la entrada del sector privado a la comercialización.

Un comercializador no suministrador requiere un contrato con el CENACE para tener participación en el MEM; sin embargo, no se dedica a suministrar energía eléctrica ni a otorgar al usuario final representación ante el MEM, sino que compra y vende energía eléctrica, y los demás productos mencionados. Con base en lo anterior, se conformaron tres tipos distintos de suministradores los de servicios Calificados, Básicos y Último Recurso, lo cual permitió la entrada de competencia el sector.

^{191/} Ley del Servicio Público de energía Eléctrica (LSPEE), artículos 1ro. y 4to.

ESTRUCTURAL DE TIPO DE SUMINISTRADOR Y USUARIOS FINAL POSTERIOR A LA POLÍTICA ENERGÉTICA.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en LIE y Preguntas frecuentes de la nueva regulación en temas eléctricos de la CRE.

Con la entrada de las nuevas normas de comercialización de energía eléctrica, existe un tipo de suministrador, para cada tipo de usuario, de acuerdo con la clasificación realizada por los conductores y reguladores de la política.^{192/}

En el gráfico siguiente se muestra la evolución de los diferentes tipos de suministradores considerados en la actual política energética, desde el comienzo en operación del Mercado Eléctrico Mayorista.

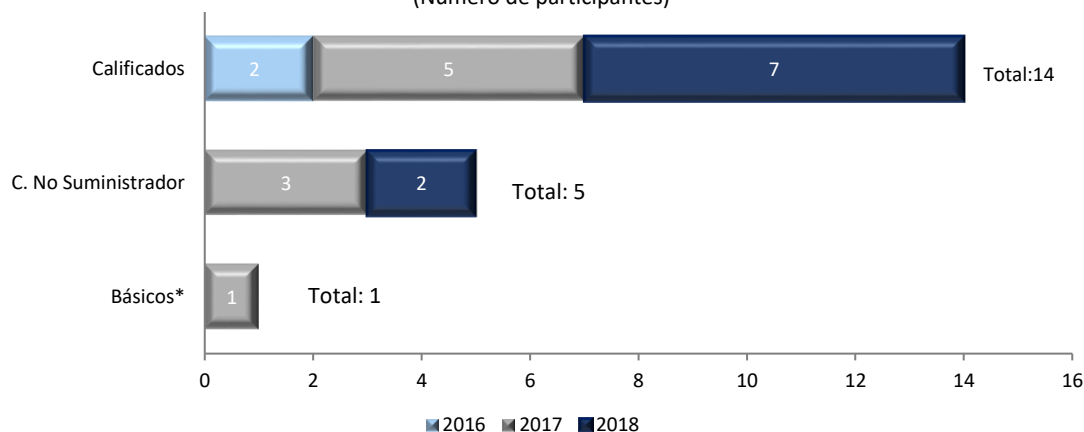
^{192/} Los Suministradores Calificados son permisionarios que suministran energía eléctrica a los Usuarios Calificados y los representa en el MEM. Los Usuarios Calificados son aquellos que reporten una demanda de energía mayor igual a 3 MW, en el primer año de entrada en vigor de la LIE, que se redujo a 2 MW en el segundo, y a 1 MW al final del mismo, y que estén registrados ante la CRE. Esto permitirá la entrada de nuevo usuarios y, así, el incremento de suministradores; cabe resaltar que los Usuarios Finales que demanden energía igual o superior al umbral ya mencionado y presentaron su registro antes de 12 de agosto de 2014 permanecerán como Usuarios Básicos, si desean migrar sólo requieren presentar su registro ante la CRE como Usuarios Calificados; también, un Usuario Calificado que tenga una demanda igual o superior a 5 MW y un consumo anual de al menos 20 GWh podrá representarse en el MEM, de lo contrario ser representado por un Suministrador Calificado. El Suministro Calificado se encuentra en un régimen competitivo, en el cual los Usuarios Calificados pueden elegir a su suministrador de manera que le sea más favorable; asimismo, las tarifas se determinan por la oferta y demanda de la energía eléctrica que las establece la CRE; la CFE tiene participación en este mercado por medio de su Filial CFE-Calificado.

El Suministrador Básico es el permisionario que suministra de energía a los Usuarios Básicos y los representa ante el MEM. Los Usuarios Básicos son aquellos que no están registrados por la CRE como Usuario Calificado, y sus tarifas se encuentran reguladas por la SHCP, este mercado no se ha abierto a la competencia y CFE es el único que suministra, por medio de su EPS CFE-Servicios Básicos.

El suministrador de Último Recurso que se encarga de otorgar continuidad al servicio de energía eléctrica a los Usuarios Calificados que por alguna situación deje de ser despachados por su Suministrador Calificado.

FUENTE: Ley de la Industria Eléctrica, Artículo décimo transitorio.

EVOLUCIÓN DEL TIPO DE SUMINISTRADORES AL IMPLEMENTARSE LA POLÍTICA ENERGÉTICA,
 2016-2018^{1/}
 (Número de participantes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Lista de Participantes con Contratos en el MEM.

* El suministro de energía eléctrica antes de 2017 se realizaba por medio de CFE Corporativo y Luz y Fuerza del Centro, este último operó hasta 2009.

^{1/} Avances hasta septiembre de 2018.

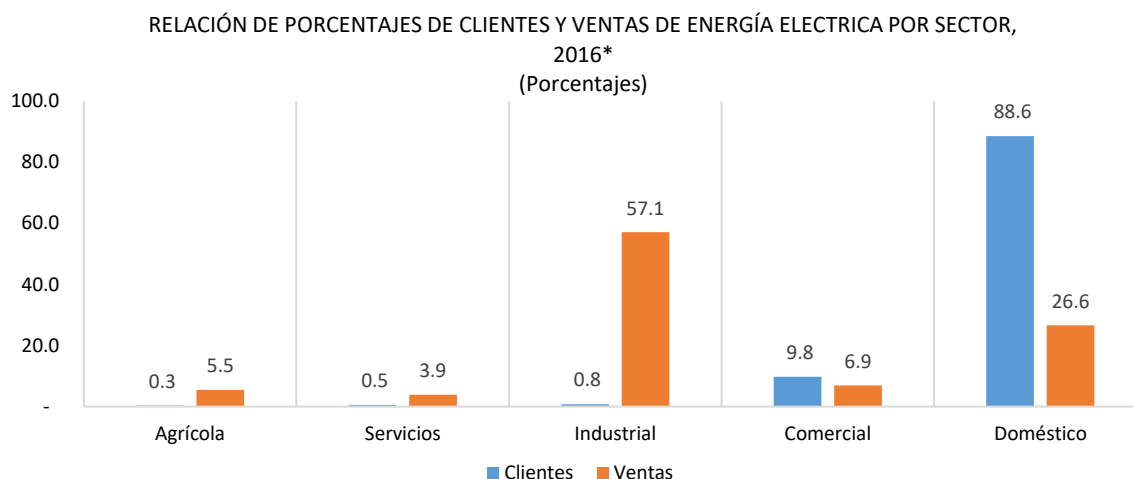
Los clientes más rentables para los participantes del MEM son los grandes usuarios, lo cual se refleja en el incremento de los Suministradores Calificados, en 2016 sólo operaban dos de este tipo, y para septiembre de 2018 ya había 14; además, 21 estaban en proceso de incorporación a este mercado, la CFE participará en este mercado mediante su filial CFE-Calificados, la cual, como inicio de este nuevo modelo, tiene que captar al mayor número de clientes con contratos que aseguren grandes cantidades de energía, como lo hizo con la empresa ArcelorMittal, a la que suministrará un equivalente a 600 MW siendo el contrato más grande en el MEM hasta el momento ^{193/}. Asimismo, CFE-Calificados es el único Suministrador de Último Recurso que tendrá que dar seguridad y continuidad al suministro de energía de los Usuarios Calificados que por cualquier motivo sean desabastecidos por su Suministrador Calificado.

Los Comercializadores No Suministradores, comenzaron a participar en 2017, con 3 usuarios y, para septiembre de 2018, ya había 5 operando, 10 más, están en proceso de incorporación, la problemática que podría traer este tipo de participante es el sobre costo de la energía, ya que su fin es comprar y vender a precios más elevados para la obtención de ganancia, pero también, podría beneficiar al vender los productos al resto de los participantes para que puedan cubrir sus obligaciones.

^{193/} Expansión, CFE-Calificados y ArcelorMittal firman contrato más grande del MEM, consultado el: 12 de octubre de 2018, disponible en: <https://expansion.mx/empresas/2018/10/30/cfe-calificados-y-arcelormittal-firman-contrato-mas-grande-del-mercado-mayorista>.

Como ya se analizó, con la separación de la CFE en subsidiarias, se esperaba que la empresa, además de seguir cubriendo la demanda del suministro básico, fuera competitiva en el mercado, rentable y generara valor económico. Con la primera obligación, se deja la exclusividad al Estado, de atender al mayor número de clientes, que también son los de menor demanda y, por tanto, los menos rentables.

En la gráfica siguiente se presenta la comparación del número de clientes, respecto de las ventas que se generan en cada sector que lo demandó, en 2016.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de CFE, Clientes, Consultada el: 16 de noviembre de 2018, disponible en <https://www.cfe.mx/acercacfe/Quienes%20somos-/Pages/clientes.aspx>.

* Datos disponibles a octubre de 2016

En 2016, el 88.6% de los clientes de energía eléctrica fueron los del servicio doméstico, pero generaron el 26.6% de las ventas; en contraste, el 57.1% de las ventas fue por la demanda del sector industrial, aun cuando tuvo el 0.8% de la cartera de clientes. Este se puede considerar el sector más competitivo, pues con un menor número de participantes permite un mejor control de demanda y consumo, mientras que el resto de los sectores no alcanzan el porcentaje de ventas en conjunto que las del sector industrial.

En conclusión, el Suministro de Servicios Básicos sólo cuenta con un participante, la EPS CFE-Suministro Básico, la cual, desde la separación de la CFE, comenzó con problemas financieros, una de las principales razones es que la fijación de tarifas por la SHCP no permite que CFE-Servicios Básicos pueda establecer una tarifa conveniente para cubrir los costos; asimismo, la falta de

fiabilidad en la medición de la energía suministrada, la morosidad en los pagos y la cartera vencida dificultan que pueda convertirse en una empresa rentable.

2.3.9 Desempeño financiero de la CFE

Para verificar si con la separación legal y financiera de la CFE se avanzó en la disminución de su déficit financiero y el deterioro de su patrimonio, se realizó el análisis del desempeño financiero de CFE Corporativo, mediante el cual, la ASF revisó los elementos siguientes: a) Estados Financieros (auditados) al 31 de diciembre de los años 2013-2017, y b) evolución de indicadores financieros generales 2013-2017. El análisis de los puntos anteriores, se presenta a continuación:

a) Estados financieros auditados

A continuación, se presenta un resumen de la información financiera reportada de 2013 a 2017 por CFE en su balance general y su estado de resultados.

Balance General

Los principales elementos del Balance General de CFE (activo, pasivo y patrimonio), correspondientes al periodo 2013 - 2017, se presentan en el cuadro siguiente:

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO DE CFE, 2013 - 2017
 (Millones de pesos)

Balance General	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Var (%)
Efectivo y Equivalentes	35,515.6	36,310.9	35,597.2	42,266.9	67,237.9	89.3
Cuentas por Cobrar	81,694.2	81,611.1	86,356.2	69,714.3	101,271.6	24.0
Inventarios	19,983.9	21,279.5	15,531.3	14,025.8	14,643.0	(26.7)
Activo Corriente	137,193.6	139,201.5	137,484.7	126,007.0	183,152.5	33.5
Instrumentos financieros derivados	13,989.1	13,957.9	2,352.7	15,646.0	16,084.9	15.0
Préstamos a trabajadores de L.P.	8,311.7	9,233.2	10,061.4	11,193.7	12,339.2	48.5
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	954,246.4	998,056.8	1,061,861.9	1,287,172.3	1,252,938.5	31.3
Impuestos diferidos	-	-	-	-	76,867.7	-
Activos intangibles ^{1/}	-	-	41,631.1	32,643.8	32,837.0	-
Otros Activos No Circulantes	11,377.5	15,499.0	-	-	-	-
Activo no Corriente	987,924.7	1,036,746.7	1,115,907.2	1,346,655.8	1,391,067.3	40.8
Activo Total	1,125,118.3	1,175,948.3	1,253,391.9	1,472,662.8	1,574,219.8	39.9
Pasivo Financiero Corto Plazo	48,484.5	30,816.2	40,837.2	41,728.2	56,619.7	16.8
Proveedores y contratistas	15,550.8	16,301.4	17,443.7	17,888.7	59,849.1	284.9
Impuestos por pagar	3,540.0	4,584.2	2,083.3	3,111.9	5,305.3	49.9
Cuentas y gastos por pagar	16,137.5	18,738.0	-	-	-	-
Otros pasivos corrientes	45,235.8	53,143.0	42,458.8	43,984.7	47,949.0	6.0
Pasivo Corriente	128,948.6	123,582.8	102,823.0	106,713.6	169,723.0	31.6
Pasivos Financieros Largo Plazo	276,872.3	316,371.1	353,589.9	413,981.6	401,156.6	44.9
Pasivo laboral	504,260.8	535,539.5	625,083.6	361,114.3	361,780.3	(28.3)
Instrumentos financieros derivados	15,036.1	14,555.4	-	-	-	-
Otros pasivos de largo plazo	24,023.0	30,355.4	41,948.8	50,156.8	23,424.7	(2.5)
Pasivo No Corriente	820,192.2	896,821.4	1,020,622.3	825,252.7	786,361.6	(4.1)
Pasivo Total	949,140.8	1,020,404.2	1,123,445.3	931,966.3	956,084.6	0.7
Patrimonio aportado	(71,596.0)	4,071.6	95,009.7	95,009.7	95,009.7	(232.7)
Resultados acumulados	100,474.7	62,922.3	16,090.4	(77,821.6)	(1,565.5)	(101.6)
Resultado del ejercicio	(37,552.4)	(46,831.9)	(93,912.0)	76,256.2	107,910.4	(387.4)
Otros Resultados Integrales acumulados	107,871.8	137,386.0	112,758.6	447,252.3	416,780.5	286.4
Otras Cuentas del Capital	76,779.4	(2,003.8)	-	-	-	-
Capital Contable	175,977.5	155,544.2	129,946.7	540,696.6	618,135.1	251.3
Pasivo Total y Capital Contable	1,125,118.3	1,175,948.4	1,253,392.0	1,472,662.9	1,574,219.8	39.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de la CFE, correspondientes al ejercicio fiscal 2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

^{1/} Principalmente derechos de servidumbre de paso aportado de INDAABIM.

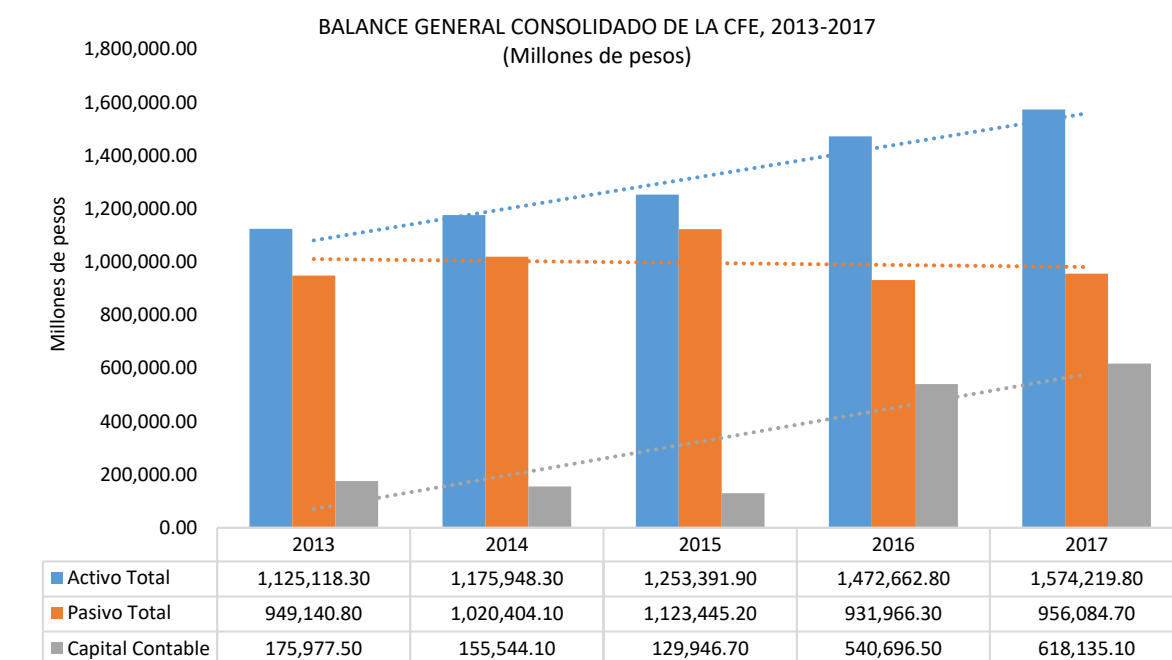
NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo.

Desde el cierre del año 2013 al cierre de 2017, en términos nominales, la empresa incrementó su activo total en 39.9%, al pasar de 1,125,118.3 a 1,574,219.8 millones de pesos, siendo los inmuebles, mobiliario y equipo la partida que más importancia tiene en su balance, la cual creció 31.3% en el mismo lapso, al registrar 954,246.4 y 1,252,938.5 millones de pesos en esos años.

Por lo que se refiera al pasivo total, en el periodo analizado, se registró un aumento de 0.7%, al pasar de 949,140.8 a 956,084.6 millones de pesos. Los dos principales cambios que se observan en el periodo son, una reducción del pasivo laboral de 28.3%, respecto de los 504,260.8 millones de pesos registrados en 2013, y el segundo cambio significativo se refiere al pasivo de largo plazo el cual registro en 2017 un valor de 401,156.6 millones de pesos, cifra superior en 44.9% al valor registrado en 2013.

El patrimonio total (capital contable), tuvo un incremento de 251.3%, al pasar de 175,977.5 a 618,135.1 millones de pesos. El aumento observado en el capital contable se debe principalmente

a un incremento sostenido del activo total, y a una tendencia estable en el comportamiento del pasivo. La distribución del activo, pasivo y capital de CFE en el periodo 2013-2017, se muestra en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de la CFE, de los ejercicios 2013-2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo.

Un elemento importante es la inversión realizada por la empresa (CAPEX por sus siglas en ingles) en la adquisición y mejora de sus activos productivos. El siguiente cuadro resumen los movimientos de estas inversiones/desinversiones, comparándose con el cambio en el pasivo financiero.

CAPITAL EXPENDITURES (CAPEX), CFE CONSOLIDADO, 2014-2017 (Millones de pesos)						
CAPEX	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Total 2014-2017
Inmuebles, Mobiliario y Equipo, Neto	954,246.4	998,056.8	1,061,861.9	1,287,172.3	1,252,938.5	4,600,029.5
Depreciación	174,171.8	(24,524.4)	36,229.4	23,524.6	55,663.2	90,892.8
CAPEX	n.a.	19,285.9	100,034.4	248,834.9	21,429.4	389,584.9
Pasivo financiero	325,356.8	347,187.3	394,427.1	455,709.8	457,776.4	1,655,100.6
C.P. + L.P.	n.a.	21,830.5	47,239.8	61,282.7	2,066.5	132,419.5
Cambio anual del pasivo financiero						

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de CFE, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo.

n.a. No aplica.

De 2014 a 2017, la empresa depreció sus inmuebles, mobiliario y equipo en 90,892.8 millones de pesos, mientras que su CAPEX del periodo 2014-2017 fue positivo en 389,584.9 millones de pesos,

lo que implica que la velocidad con la que se invirtió en nuevos activos productivos y mejoras fue superior a la velocidad de depreciación de los mismos.

Por otra parte, en el periodo 2014-2017, la contratación de deuda financiera (corto y largo plazo) ascendió a 132,419.5 millones de pesos, cifra inferior a la inversión (CAPEX) efectuada en el periodo.

Estado de Resultados

Los ingresos, costos, gastos e impuestos de la CFE, correspondientes al periodo 2013-2017, fueron los siguientes:

ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADO AL 31 DE DICIEMBRE DE 2013 a 2017
 (Millones de pesos)

Estado de Resultados	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17	Var (%)
Ingresos	404,179.9	419,624.5	306,864.0	348,383.0	462,568.8	14.4
Costo directo	243,672.6	234,037.4	220,403.2	243,165.2	329,296.7	35.1
Resultado Bruto	160,507.4	185,587.2	86,460.8	105,217.8	133,272.2	(17.0)
Gastos de Operativo/Administrativo	179,235.4	191,033.9	121,814.6	(52,348.6)	112,667.7	(37.1)
Resultado de Operación	(18,728.1)	(5,446.7)	(35,353.8)	157,566.4	20,604.5	210.0 ^{1/}
Resultado Financiero, Neto	(21,463.0)	(21,123.0)	(21,988.3)	(33,092.5)	(23,548.5)	9.7
Resultado Cambiario, Neto	(979.5)	(22,802.2)	(37,369.1)	(32,747.7)	10,572.9	(1,179.5)
Instrumentos Derivados	-	-	-	-	-	-
Resultado Integral de Financiamiento	(22,442.4)	(43,925.2)	(59,357.4)	(65,840.2)	(12,975.7)	(42.2)
Otros Productos / Gastos, Neto	5,198.7	5,031.6	799.2	(15,470.1)	26,942.8	418.3
Resultado Antes de Impuestos	(35,971.8)	(44,340.3)	(93,912.0)	76,256.2	34,571.7	196.1 ^{1/}
Impuestos y Derechos del Ejercicio	(1,580.5)	(2,491.6)	-	-	73,338.7	(4,740.2)
Resultado Neto	(37,552.4)	(46,831.9)	(93,912.0)	76,256.2	107,910.4	387.4 ^{1/}
Otros resultados integrales	111,859.6	29,514.2	(24,627.4)	334,493.7	(30,471.9)	(127.2)
Resultado Integral	74,307.2	(17,317.7)	(118,539.4)	410,749.9	77,438.5	4.2

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de CFE, correspondientes a los ejercicios 2013-2017. Cabe señalar que los nombres de las cuentas pueden diferir de los nombres establecidos en los Estados Financieros Dictaminados por el tratamiento realizado por la ASF.

^{1/}: Debido a que el valor inicial es negativo el incremento el valor que se registró en 2017 resulta en una mejora respecto de 2013.

NOTA: La suma de los parciales puede no coincidir con el total, debido al redondeo.

Del periodo 2013 a 2017, la CFE ha tenido un incremento en sus ingresos por ventas de 14.4%, pasando de 404,179.9 a 462,568.8 millones de pesos. En el mismo periodo, sus costos directos tuvieron un incremento de 35.1%, y sus gastos de operación se redujeron en 37.1%; lo anterior permitió una mejora en su margen operativo de 210.0%. La disminución en el costo integral de financiamiento de 42.2%, y el efecto de otros gastos (neto), han dado como resultado un incremento en el resultado antes de impuestos de 196.1%, pasando de una pérdida de 35,971.8 millones de pesos en 2013 a un resultado positivo de 34,571.7 millones de pesos para 2017.

Después de la aplicación de impuestos y derechos, el resultado neto se incrementó en 387.4%. Finalmente, en el mismo periodo la empresa obtuvo un incremento en su resultado integral del 4.2%, pasando de 74,307.2 a 77,438.5 millones de pesos.

EBITDA

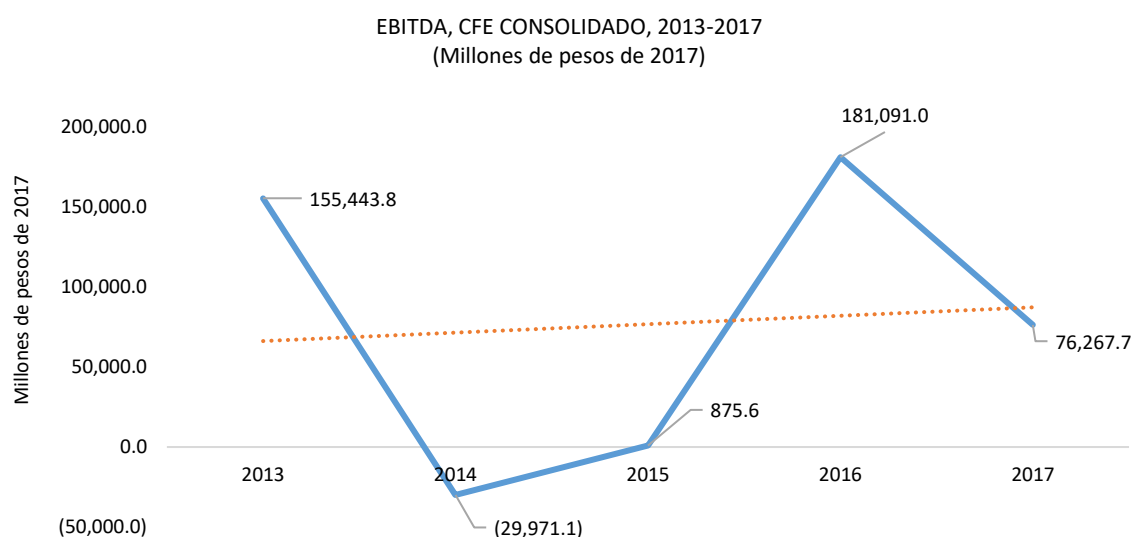
La definición y fórmula del indicador "Beneficios antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)" se presentan en el cuadro siguiente:

BENEFICIOS ANTES DE INTERESES, IMPUESTOS, DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES (EBITDA)	
Definición del indicador	Fórmula del indicador
Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)	
Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva. Es una medida que muestra, en términos generales, el excedente de los ingresos de la explotación, sobre los gastos relativos a esos ingresos.	EBITDA = Ingresos o ventas netas – Costos directos de los bienes o servicios vendidos – Gastos generales, de personal y administrativos + Depreciación y Amortización ^{1/}

FUENTE: Bolsa Mexicana de Valores, Acciones de capital social de la Bolsa Mexicana de Valores. México, 2016.

^{1/} Los ingresos o ventas netas son los ingresos que genera una entidad por la venta de inventarios, la prestación de servicios o por cualquier otro concepto que se derive de sus actividades de operación y que representan la principal fuente de ingresos para la entidad. Los costos directos de los bienes o servicios vendidos incluyen el costo directo de producir el servicio o producto y los costos directos de mano de obra, específicamente, el costo de las materias prima, el costo de los artículos comprados para reventa, y el costo de las piezas usadas para construir un servicio o producto. Los gastos de personal y administrativos son aquéllos en los que incurre la entidad para controlar sus operaciones. La depreciación es la pérdida o disminución del valor de un bien, debido a su uso y disfrute u obsolescencia. La amortización es la erogación que se destina al pago o extinción de una carga o una deuda contraída por la entidad.

El siguiente gráfico muestra el comportamiento de este indicador.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de la CFE, de los ejercicios 2013-2017.

De 2013 a 2017, este indicador de flujo de efectivo generado disminuyó en 50.9%, pasando de un EBITDA obtenido en el año 2013 de 155,443.8 a 76,267.7 millones de pesos en 2017.

b) Evolución de indicadores financieros generales 2013-2017

A fin de evaluar el desarrollo de la situación financiera de CFE, se examinaron las principales razones financieras de actividad, ciclo liquidez y apalancamiento, obteniendo los resultados que se muestran a continuación:

Actividad y ciclo

Estas razones financieras permiten analizar el grado de actividad con que la empresa mantiene sus niveles de operación, a fin de evaluar la producción o rendimiento de recursos a ser generados por los activos empleados. ^{194/}

El resultado de las razones de actividad de CFE, se muestran en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE ACTIVIDAD, 2017						
Análisis de Actividad	2013	2014	2015	2016	2017	Var (%)
Promedio en Días de la Rotación de Inventarios de materiales para operación ^{1/}	29.9	33.2	25.7	21.1	16.2	(45.8)
Promedio en Días de las Cuentas por Cobrar ^{2/}	73.8	71.0	102.7	73.0	79.9	8.3
Promedio en Días de las Cuentas por Pagar ^{3/}	23.3	25.4	28.9	26.9	66.3	184.5
Rotación de Activo Fijo ^{4/} (veces)	0.4	0.4	0.3	0.3	0.4	0.0
Rotación de Activo Total (veces)	0.4	0.4	0.2	0.2	0.3	(25.0)
Intervalo de Defensa (días) ^{5/}	101.2	101.3	130.1	214.2	139.2	37.5
Intervalo de Defensa Astringente (días) ^{6/}	30.7	31.2	38.0	80.8	55.5	80.8

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de CFE, correspondientes a los ejercicios 2013 - 2017.

^{1/}: Principalmente combustibles.

^{2/}: Rotación cuentas por cobrar = $365 * (\text{Ingresos por ventas} / \text{cuentas por cobrar con terceros y partes relacionadas-neto-})$; para diciembre 2017, la cartera vencida ascendía a 42.1 miles de millones de pesos (Auditoría Núm. 526-DE, “Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos”)

^{3/}: Rotación cuentas por pagar = $365 * (\text{Costo directo} / \text{cuentas por pagar con terceros y partes relacionadas})$.

^{4/}: Inmuebles, mobiliario y equipo, neto.

^{5/}: $365 * ((\text{Efectivo} + \text{Cuentas por cobrar a terceros}) / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

^{6/}: $365 * (\text{Efectivo} / (\text{Costo de venta} + \text{Gasto operativo}))$.

De 2013 a 2017, CFE obtuvo los siguientes resultados en sus indicadores de Actividad: 1) Rotación de inventarios, disminuyó en 45.8% el promedio de días de sus inventarios de materiales para operación previo a su transformación en energía eléctrica o comercialización; 2) Rotación de

^{194/} Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

cuentas por cobrar y cuentas por pagar, para el caso de la rotación de cuentas por cobrar, este indicador tuvo un incremento de 8.3%, mientras que el indicador de rotación de cuentas por pagar, tuvo un incremento de 184.7% este indicador; 3) Rotación del activo fijo (Ingreso/Activo fijo) y del activo total (Ingreso/Activo total), ^{195/} la rotación del activo fijo no presentó cambios, mientras que la rotación del activo total disminuyó en 25.0% para el mismo horizonte de tiempo; 4) Intervalo de defensa, considerando el efectivo, equivalente y cuentas por cobrar, dados sus costos y gastos, en 2013 la empresa podía operar por 101.2 días, pasando en 2017 a 139.2 días, por lo que mejoró este indicador en 37.5%, y 5) Intervalo de defensa astringente, si se toma en cuenta únicamente el efectivo y equivalentes, dados sus costos, en 2013 podía operar por 30.7 días, pasando en 2017 a 55.5 días, por lo que este indicador mejoró en 80.8%.

Los resultados anteriores reflejan, en términos generales, mejorías en los tiempos de operación con recursos propios y rotación de inventarios, aunque sus ciclos de recuperación de cuentas son superiores al ciclo de repago de sus cuentas, lo que implica que la comisión está financiando a sus proveedores al pagarles antes de recuperar sus cuentas por cobrar. Asimismo, la disminución en los indicadores de rotación de activo total y de activo fijo, indican que tanto el activo total como el activo fijo generan en 2017 menos ingreso de lo que generaban en 2013.

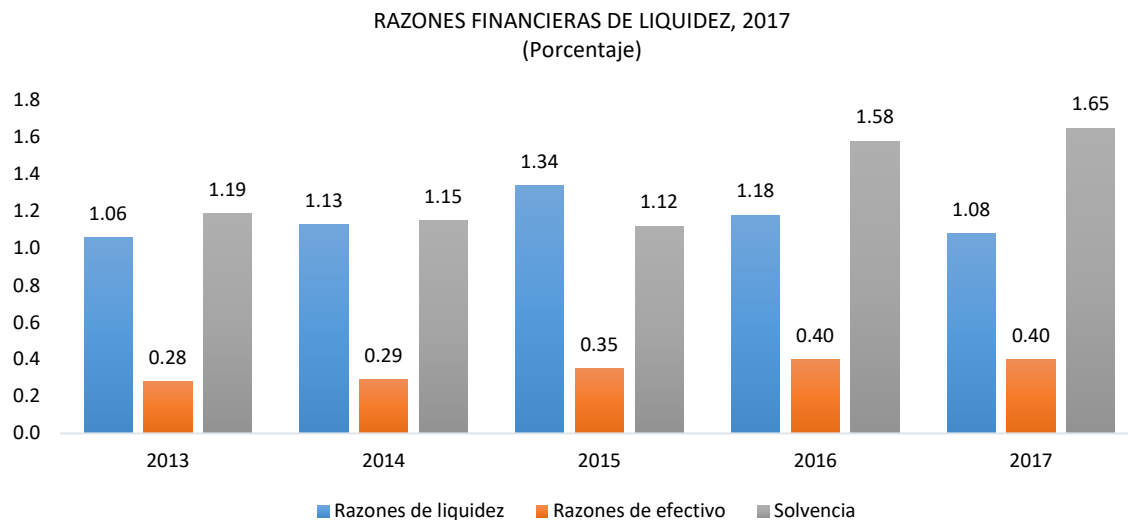
Liquidez

Estas razones financieras permiten analizar la disponibilidad de fondos suficientes para satisfacer los compromisos financieros de una empresa a su vencimiento. Miden la adecuación de los recursos de la empresa para satisfacer sus compromisos de efectivo en el corto plazo. ^{196/}

El resultado de las razones de liquidez de la CFE, se presenta en la gráfica siguiente:

^{195/} La rotación de activo fijo y de activo total miden la generación de ingresos por cada peso invertido en Inmuebles, Mobiliario y Equipo (Neto), así como por el total de inversión en la empresa (Total de Activos).

^{196/} Ibídem.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de la CFE, de los ejercicios 2013 a 2017.

Por lo que se refiere a la razón de liquidez, de 2013 a 2017, el indicador ha tenido en los años intermedios alguna mejoría, aunque comparativamente entre 2013 y el 2017 se puede observar que permaneció sin cambios sustantivos (incremento de 1.9%). Respecto de la razón de efectivo, ésta ha mejorado en 42.9% de 2013 a 2017, pasando de 28 centavos de efectivo por cada peso de pasivo circulante, a 40 centavos para 2017. Relativo a la solvencia, esta razón evolucionó positivamente de 2013 a 2017, en 38.7%, pasando de 1.19 pesos de activo total por cada peso de pasivo total en 2013, a 1.65 pesos en 2017.

Con base en estos elementos, y considerando las prácticas generales de mercado, se considera que la empresa a 2013 no era líquida, pero tampoco lo fue en 2017; su nivel de efectivo en 2013 se podría considerar el necesario, y para 2017 mejoró a un nivel que el mercado consideraría sano; y en 2013 no era solvente, y para 2017 se puede considerar en términos generales que era solvente.

Apalancamiento

Estas razones analizan el exceso de activos sobre pasivos y, por lo tanto, la suficiencia del capital contable de la empresa. Asimismo, examinan la estructura del capital contable de la entidad en términos de la mezcla de sus recursos financieros y la habilidad de la entidad de satisfacer sus compromisos a largo plazo y sus obligaciones de inversión. ^{197/}

^{197/} Ibídem.

El resultado de las razones de apalancamiento de la CFE, se muestran en el cuadro siguiente:

RAZONES FINANCIERAS DE APALANCAMIENTO CFE-CONSOLIDADO, 2013-2017						
Deuda / Apalancamiento	2013	2014	2015	2016	2017	Var (%)
Deuda Financiera / Capital Contable (veces)	1.9	2.2	3.0	0.8	0.7	(63.2)
Deuda Financiera / Activos Totales (veces)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0
Apalancamiento (veces)	5.4	6.6	8.7	1.7	1.6	(70.4)
Endeudamiento (%)	0.8	0.9	0.9	0.6	0.6	(25.0)

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de CFE, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

Con base en los indicadores anteriores, y considerando que en los periodos 2016 y 2017 la empresa generó resultados netos positivos que le han permitido amortizar las pérdidas acumuladas de ejercicios anteriores, ha mejorado su indicador de (Deuda Financiera / Capital Contable) en 63.2%, y ha permanecido sin cambios la razón (Deuda Financiera / Activo Total), lo que refleja la mejoría en el Capital Contable de la Comisión, sin haber afectado su proporción de pasivos financieros respecto de su activo total.

En cuanto a su apalancamiento (Pasivo Total /Capital Contable), este indicador ha venido disminuyendo de 2013 a 2017 en 70.4%, esto por el efecto de la disminución en las pérdidas acumuladas, y su endeudamiento (Pasivo Total / Activo total) ha disminuido en 25.0%. Estos indicadores reflejan que la proporción de pasivo total respecto de sus activos ha mejorado en los últimos años, llegando a niveles que, en términos generales, se pueden considerar sanos.

Rentabilidad

La rentabilidad se refiere a la capacidad de la entidad para generar utilidades o al incremento en sus activos netos; sirve para medir la utilidad neta o los cambios de los activos de la entidad, en relación con sus ingresos, su capital contable o su patrimonio y activos. ^{198/} Para analizar la rentabilidad económica y financiera de la CFE, se utilizaron las razones financieras siguientes: Rendimiento sobre activos (ROA), y Rendimiento sobre patrimonio total (ROE).

Rendimiento sobre activos (ROA) y Rendimiento sobre capital (ROE), la definición y las fórmulas de los indicadores se muestran en el cuadro siguiente:

^{198/} Ibídem

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA) Y RENDIMIENTO SOBRE CAPITAL (ROE)

Definición del indicador	Fórmula del indicador ^{1/}
Es una medida que determina la utilidad neta generada por los activos de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre los activos totales.	$\frac{(UN)}{(AT)}$ donde: UN = utilidad neta AT = activos totales
Es una medida que determina la utilidad neta generada por el capital de la empresa y se calcula como el cociente del resultado neto (acumulado 12 meses), entre el capital contable (patrimonio total).	$\frac{(UN)}{(CC)}$ donde: UN = utilidad neta CC = capital contable (patrimonio total)

FUENTE: CNBV, Información Estadística y Financiera del Sector de Banca Múltiple, Comisión Nacional Bancaria y de Valores, 2018.
^{1/} La utilidad neta es el valor residual de los ingresos de una entidad lucrativa, después de haber disminuido sus costos y gastos relativos reconocidos en el estado de resultados, siempre que estos últimos sean menores a dichos ingresos, durante un periodo contable. En caso contrario, es decir, cuando los costos y gastos sean superiores a los ingresos, la resultante es una pérdida neta. Los activos totales son recursos controlados por una entidad de los que se esperan beneficios económicos futuros, derivados de operaciones ocurridas en el pasado, que han afectado económicamente a dicha entidad. El capital contable es el valor residual de los activos de la entidad, una vez deducidos todos sus pasivos. Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-5, Elementos básicos de los estados financieros México, 2006.

Los resultados de los indicadores, se presentan en el cuadro siguiente:

RENDIMIENTO SOBRE ACTIVOS (ROA), CFE-CONSOLIDADO, 2013-2017
 (Porcentaje)

Rendimiento sobre la Inversión	Dic-13	Dic-14	Dic-15	Dic-16	Dic-17
ROA	(3.3)	(4.0)	(7.5)	5.2	6.9
ROE	(21.3)	(30.1)	(72.3)	14.1	17.5

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de CFE, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

Por lo que se refiere al ROA (Utilidad del ejercicio / Activos totales), de 2013 a 2017, CFE Corporativo ha mejorado su nivel en 309.1%, pasando de una rentabilidad de los activos negativa en 2013 a una positiva para 2017. Respecto del ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable), de 2013 a 2017, CFE Corporativo mejoró su nivel en 182.2%, pasando de una rentabilidad del capital negativo en 2013 a una positiva para 2017; sin embargo, no se reportaron métricas específicas sobre los valores esperados de rentabilidad para la EPE.

Generación de valor económico

El valor económico agregado (EVA, por sus siglas en inglés) mide el desempeño financiero de una empresa. Cuantifica la generación de riqueza y se calcula deduciendo su costo de capital de la utilidad operativa ajustada por impuestos. Al EVA también se le conoce como utilidad económica.

Con base en lo anterior, se crea valor cuando la empresa tiene un rendimiento superior al capital invertido más los costos asociados a su operación, incluyendo el costo de oportunidad. ^{199/}

Adicional al EVA, otras métricas utilizadas en este resultado para medir la generación de valor se detallan a continuación:

MÉTRICAS PARA MEDIR LA GENERACIÓN DE VALOR ECONÓMICO	
Definición del indicador	Fórmula del indicador
Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)	
Mide la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva. Es una medida que muestra, en términos generales, el excedente de los ingresos de la explotación, sobre los gastos relativos a esos ingresos.	EBITDA = Ingresos netos – Costos directos de los bienes o servicios vendidos – Gastos generales, de personal y administrativos + depreciación y amortización
Margen de EBITDA	
Divide el EBITDA por los ingresos de explotación, indicando cuántos pesos de resultados antes de intereses, impuestos, depreciación, amortización e ítems extraordinarios fue posible que la empresa generara por cada peso de ventas realizado.	Margen de EBITDA = EBITDA / Ventas o ingresos
Valor económico agregado (EVA)	
Es una medida de beneficio económico, se calcula como la diferencia entre el Beneficio Operativo Neto después de Impuestos (NOPAT) y el costo de oportunidad del Capital invertido. Esta oportunidad se determina multiplicando el costo promedio ponderado de la deuda y el capital social (WACC) y la cantidad de capital empleado. Bajo este enfoque, una empresa crea valor cuando el rendimiento de su capital es mayor a su costo de oportunidad o tasa de rendimiento que los accionistas podrían ganar en otro negocio de similar riesgo. Una empresa tiene EVA o genera valor si la utilidad después de impuestos sobrepasa los costos y el rendimiento solicitado por las accionistas y acreedores de largo plazo.	EVA = NOPAT – WACC * Capital Invertido Dónde: Capital invertido = Activos totales – Pasivo circulante o de corto plazo WACC = costo promedio ponderado del capital EVA = valor económico agregado NOPAT = ganancia operativa neta después de impuestos

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado, 2012; otros, y Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, Principles of Corporate Finance.

^{199/} Ramírez, Carlos, La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado. 2012.

Los resultados de las métricas de generación de valor, se muestran a continuación:

MÉTRICAS DE CREACIÓN DE VALOR DE CFE, 2013 A 2017						
Rendimiento sobre la Inversión	2013	2014	2015	2016	2017	Var (%)
Productividad del Activo (EBITDA / AT) (Porcentaje)	13.8	(2.5)	0.1	12.3	4.8	(65.2)
Eficiencia en Ventas (EBITDA / Ingresos) (Porcentaje)	38.5	(7.1)	0.3	52	16.5	(57.1)
EBITDA (millones de pesos)	155,443.8	(29,971.1)	875.6	181,091.0	76,267.7	(50.9)
EVA (millones de pesos)	(118,345.0)	(110,683.2)	(150,410.7)	(26,298.5)	(126,026.5)	(6.5)
Costo promedio ponderado del capital (Porcentaje)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	0.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en los estados financieros dictaminados de CFE, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

Productividad del activo (EBITDA / Activo total), de 2013 a 2017, en la CFE disminuyó este indicador en 65.2%; no obstante, ha mantenido un flujo positivo en su operación respecto de sus activos. Eficiencia en ventas (EBITDA / Ingresos), respecto de los ingresos percibidos en 2013 y 2017, el flujo generado en la operación (EBITDA) de la Comisión, después de cubrir costos y gastos, se ha visto disminuido este indicador en 57.1%. Costo Promedio ponderado del Capital (WACC por sus siglas en inglés). Se consideró como costo promedio ponderado del capital (WACC) la tasa de descuento social ^{200/} determinada por SHCP, de 10.0%.

Valor Económico Agregado (EVA), en el periodo 2013 a 2017, la empresa no ha estado en posibilidades de generar valor económico. Este resultado se debe a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) han sido insuficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos/operativos (periodo 2013 a 2015), o han sido suficientes para cubrir sus costos y gastos, pero no alcanzan a cubrir el rendimiento requerido por sus accionistas patrimoniales y de deuda (2016 y 2017), que es del 10.0% del capital invertido en la empresa, equivalente a la tasa de descuento social indicada por la SHCP.

En conclusión, durante el periodo 2013-2017, es posible observar avances en los cambios que se había propuesto la reforma energética en electricidad, en términos de mejorar el desempeño financiero de CFE debido a que en esos años la empresa incrementó su activo en 39.9%, mientras que su pasivo se incrementó de manera marginal en 0.7%, situación que aumentó su patrimonio

^{200/} La tasa de descuento social es el “coste de oportunidad” que la sociedad atribuye a los recursos invertidos en un proyecto, en relación a sus posibles usos alternativos.

Banco Interamericano de Desarrollo, Tasa de Descuento Social y Evaluación de Proyectos. 2016.

en 251.3%; lo anterior puede explicarse a partir de un aumento de sus ingresos del 14.4%, y una mejora en su margen operativo de 210.0%, así como por la disminución en el costo integral de financiamiento de 42.2%; no obstante, durante ese periodo se registró un CAPEX positivo de 389,584.9 millones de pesos, lo que implica que la velocidad con la que invierte en nuevos activos productivos y mejoras es superior a la velocidad de depreciación.

Por último, respecto de la revisión de las razones de rentabilidad ROA (Utilidad del ejercicio / Activos totales) y ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable), se identificó que la CFE mejoró su posición al pasar de valores negativos a positivos; sin embargo, no se reportaron métricas específicas sobre los valores esperados de rentabilidad para la EPE. Asimismo, de acuerdo con el análisis del Valor Económico Agregado (EVA), la empresa no ha estado en posibilidades de generar valor económico, debido a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) han sido insuficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos / operativos, por lo que no alcanzan el rendimiento requerido para el Estado, considerando la tasa social de descuento publicada por la SHCP.

En opinión de la CFE, el periodo 2017-2018 debe ser considerado como un tiempo de consolidación, en el que se pretende: a) asentar la separación y Nuevo Modelo Operativo, y b) llevar la organización al nuevo nivel de desempeño requerido, logrando la meta de reducción de costos. Asimismo, a partir de 2019, considera que será necesario mantener la posición de liderazgo en el sector por medio del apalancamiento de los negocios regulados de redes (T&D) como fuente de estabilidad; reestructurar generación para garantizar competitividad y cuota de mercado capitalizando recursos de terceros; desarrollar negocios comerciales y negocios no regulados como fuentes de crecimiento, y fortalecer la posición financiera de la empresa buscando grado de inversión.

2.3.10 Conclusiones

La operación de la política pública de electricidad está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, además, fomenta la entrada de particulares a los procesos productivos de la industria, mediante la generación de energía y su participación en el Mercado Eléctrico Mayorista, con el objetivo de incrementar la inversión e impulsar el desarrollo del sector. Mediante la implementación de la actual política, y la reestructuración de la CFE como Empresas Productivas

Subsidiarias (EPS), se le sumó a su obligación de garantizar el suministro de electricidad en el país, el objetivo de ser rentable y generar valor económico, por medio de su participación en el mercado eléctrico, como un competidor más, aun con las deficiencias encontradas en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, y el déficit financiero que tenía acumulado.

Con la separación legal y financiera de la CFE, se permitió que la empresa contara con elementos para operar en condiciones competencia y libre concurrencia, mediante las seis subsidiarias de generación; asimismo, contó con una subsidiaria para una actividad específica del sector; sin embargo, no se dispone de información respecto de la manera en que este proceso contribuirá a la rentabilidad y a la generación de valor económico al Estado, debido a que la forma en la que se asignaron los activos de generación, ya que la dispersión de sus centrales, que busca la competencia, no permite realizar economías de escala; además, las plantas generadoras dependen de distintos tipos de combustibles, lo que impide la especialización de las EPS y las hace vulnerables a los costos internacionales.

En términos de la gobernanza de la CFE, a un año de operación en su nuevo rol como corporativo, muestra avances en la instauración de las mejores prácticas internacionales, aunque no ha finalizado. En ese proceso de transición se detectaron las deficiencias en la actualización de sus códigos de ética y de conducta en relación con su nueva estructura, y el establecimiento de métricas que permitan medir el cumplimiento del objetivo de la empresa relativo a ser rentable y generar valor económico para el Estado, así como alinear dichos indicadores para sus Empresas Productivas Subsidiarias.

Por lo que corresponde a los procesos productivos, a 2017 se registraron avances en la generación de electricidad, por la entrada de nuevos participantes particulares; sin embargo, no han sido suficientes para atender el gran problema de este rubro que es la alta dependencia a las tecnologías convencionales, dado que, en 2017, de los 75,210.9 MW de capacidad instalada, el 70.9% funcionaba con energías convencionales mientras que el 29.1% correspondió a energías limpias. Cabe destacar que de 21,852.9 MW de capacidad de energía limpia, únicamente el 34.8% (7,602.6 MW) operaron con energías renovables.

En 2017, había 858 unidades de generación disponibles, 796 contaron con capacidad instalada, con lo que se registró una capacidad instalada de 75,210.9 MW, 20.2% más que la de 2012 (62,546.7

MW). De las 796 unidades con capacidad instalada en 2017, el 57.4% (457 unidades) estuvo a cargo de cinco de las seis Gencos de CFE-Generación, y participó con el 72.9% (54,846.4 MW) de la capacidad.

Debido a las condiciones del MEM y la intermitencia en el uso de algunas tecnologías, existen unidades que no producen, en 2017, 638 unidades generaron un total de 329,162.5 Gigawatts hora (GWh), 11.6% más que los 294,835.5 GWh producidos en 2012. En el último año, el 78.9% (259,765.9 GWh) de la energía generada fue con energías convencionales, y el 21.1% (69,396.6 GWh) con limpias. Respecto del año previo a la implementación de la actual política, la participación de la primera disminuyó en 4.2% y la segunda se incrementó en 19.9%.

A 2017, el 63.2% de la energía que se generó dependió de dos tipos de tecnologías convencionales, el ciclo combinado y la termoeléctrica y que dependen de combustibles fósiles altamente contaminantes, principalmente gas natural, que en su mayoría es importado, lo cual compromete la disponibilidad y precios de generación, al depender altamente de las variaciones del tipo de cambio y la inflación.

Aun con el incremento de la generación con energías limpias, la eólica y la solar, principalmente, la demanda de energía sigue impulsando la dependencia, en términos brutos, al abastecimiento con fuentes convencionales, al ser éstas las que mayor cantidad de energía producen; además de la intermitencia de generación que pueden tener las tecnologías limpias; no obstante, el ININ realizó estudios en los que destacó la viabilidad económica y ambiental de la generación por medio de la tecnología nuclear, y la necesidad de dar proyección y fomento a lo señalado por la SENER en el PRODESEN 2018-2032 referente a la instalación de tres reactores nucleares para la producción de electricidad, aun cuando la inversión inicial sea elevada y dependa totalmente del Estado; lo cual significaría un aumento en la participación de las energías limpias en la capacidad instalada.

Con la entrada de nuevos generadores, la CFE disminuyó su participación en 8.8 puntos porcentuales, al pasar de producir el 60.6% (178,766.8 GWh) en 2012, al 51.8% (170,649.3 GWh) en 2017, significando un impulso para los particulares que participaron con el 48.2%. Aun cuando la CFE, como empresa productiva del Estado destinada a ser rentable y generar valor económico, sigue teniendo una importante participación en la generación de energía, la mayoría de sus plantas utilizan tecnologías convencionales; además, una considerable cantidad rebasaron su vida útil y no

han sido sustituidas, lo que pone en riesgo su capacidad de competir en el MEM y la rentabilidad de la empresa.

En cuanto al proceso de transmisión, en 2017, la RNT tuvo capacidad para trasladar 76,697 MW, 22.2% más que la capacidad registrada el año previo a la implementación de la actual política (62,744 MW); no obstante, contaba con regiones fuera del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Pese al incremento de la capacidad de transmisión, existe una alta saturación en las regiones que interconectan al país, principalmente en las del noroeste, central, oriental y peninsular (península de Yucatán). Durante el periodo 2013-2017, la capacidad de transformación de electricidad, para que sea transmitida por las líneas disminuyó en 15.5%, pasó de 187,104.7 a 158,035.0 Megavolts Amperes (MVA), por la reasignación de activos de transmisión y distribución, tras la separación de CFE.

Con el incremento de la capacidad de generación y transmisión de electricidad, como parte de la actual política, también se esperaba ampliar y, en su caso, modernizar las líneas de transmisión disponibles, pues muchas de ellas eran obsoletas y provocaban saturación y pérdidas de energía. En el periodo 2013-2017 las líneas de transmisión incrementaron en 1.5%, al pasar de 101,008.0 a 107,042.6 Km de extensión; el mayor incremento (del 2.8%) ocurrió entre 2016 y 2017, lo cual también se explica por el proceso de separación de la CFE. Pese a la ampliación de las líneas de transmisión, en 2017, la mayoría presentaron saturación, de las cuáles, en cinco fueron superiores a 150 horas.

Para cubrir las demandas de energía y con la entrada en operación del Mercado Eléctrico Mayorista, también se reforzaron las interconexiones fronterizas del país, En 2017 se disponía de 13 interconexiones, 11 con E.U.A y dos con la frontera sur. Con esas líneas, en el periodo 2013-2016, se registró un superávit acumulado de 75,928.1 MWh, 64.8% menos que el registrado de 2008 a 2012, de 216,098.9 MWh, mientras que el déficit fue de 26,518.7 kWh.

Durante el periodo 2013-2017, la capacidad de transformar energía eléctrica en las subestaciones de distribución, aumentó en 8.5%, en promedio anual, al pasar de 53,795 a 74,626 MVA de capacidad; el mayor crecimiento se observó de 2016 a 2017, también por la reasignación de activos de la CFE. Ese incremento debe tener efectos en la extensión de las líneas de distribución, para evitar la saturación de las mismas; no obstante, se registró un incremento marginal (del 0.4%) en las líneas de baja tensión, al pasar de 318,032.4 a 322,964.8 km de extensión, que en su mayoría

cubre la demanda de los hogares; en el caso de las de mediana tensión, se incrementaron en 3.8%, en promedio anual, al pasar de 443,405.8 a 506,693.3 km, lo cual beneficia el abastecimiento de las grandes industrias y es acorde con la entrada de nuevos generadores.

Respecto de la instalación de acometidas y medidores, en 2017, las acometidas tenían una extensión del 892,656.0 km, y había 42,417.0 miles de medidores, 3.5% y 3.0% más que el año previo, respectivamente. No obstante, el 47.2% de los medidores no eran confiables para la medición de la energía consumida, incentivando las pérdidas de energía.

Dado que el servicio de electrificación no es algo que se haya implementado recientemente, es necesario considerar que gran parte de la infraestructura ha rebasado su periodo de vida útil y que la falta de mantenimiento o sustitución de la misma pone en riesgo la confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía, provocando interrupciones del servicio. Las regiones Centro, Noroeste, Sureste y Oriente fueron las que más problemas de interrupción presentaron.

La saturación de las capacidades de la infraestructura de transmisión y distribución, además de poner en riesgo la confiabilidad y continuidad del suministro de energía eléctrica, ocasionan pérdidas de energía. En 2017, las pérdidas de energía fueron del 14.2% de la energía que se produjo, dos puntos porcentuales menos que las reportadas en 2013, pero similares a las reportadas en 2008, que fueron del 14.0%. Debido a la saturación de líneas, la falta de actualización de la infraestructura y la ineficiencia de los medidores, las mayores pérdidas se registraron en el proceso de distribución, con lo que, en 2017, se acumuló una cartera vencida de a 42.1 miles de millones de pesos; lo cual equivalió al 11.5% de los ingresos por venta de energía de CFE Suministrador de Servicios Básicos. En ese mismo año las pérdidas de energía en distribución fueron del 11.6%, mientras que, en el proceso de transmisión, fueron del 2.6%; respecto de 2013, las primeras disminuyeron 3 puntos porcentuales, y las segundas se incrementaron un punto.

Asimismo, en el periodo 2013-2017, el porcentaje de pérdidas técnicas en distribución disminuyó marginalmente, al pasar del 6.0% al 5.5%, lo que no refleja una mejora sobresaliente en la infraestructura de este proceso; las no técnicas se redujeron 2.5 puntos porcentuales, al pasar del 8.6% al 6.1%, debido a la detección de anomalías, el remplazo de medidores, la regularización de asentamientos irregulares y mejoras operativas. A nivel mundial, entre 2013 y 2014, las pérdidas en distribución oscilaron por el 8.2%, específicamente en Estados Unidos registró un promedio de

pérdidas del 5.9%. Por lo que aún es necesario reforzar las acciones para reducir las brechas internacionales.

Las razones por las que, pese a los trabajos continuos en la disminución de pérdidas de energía, no se han obtenido los niveles esperados, pueden explicarse por la insuficiente inversión y, de acuerdo con la CFE, por cuestiones externas, tales como la delincuencia organizada, la resistencia civil a la colocación de medidores y asentamientos irregulares.

Por lo que corresponde a la comercialización de energía, los clientes más rentables para los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista son los grandes usuarios, lo cual se refleja en el incremento de los Suministradores Calificados; en 2016 sólo operaban dos de este tipo, y para 2018 ya había 14; la CFE participa en este mercado por medio de su filial CFE-Calificados. Asimismo, esa filial es la única que puede participar como Suministrador de Último Recurso. Los Comercializadores No Suministradores comenzaron a participar en 2017, con tres usuarios y, para septiembre de 2018, ya había cinco operando.

El Suministro de Servicios Básicos sólo cuenta con un participante, la EPS CFE-Suministro Básico, la cual, desde la Estricta Separación de la CFE, comenzó con problemas financieros, debido, principalmente a la fijación de tarifas por la SHCP; a su vez, la falta de fiabilidad en la medición de la energía suministrada, la morosidad en los pagos y la cartera vencida son las dificultades que le impiden convertirse en una empresa rentable, tal como se abordó en el apartado de la separación de la CFE y el desempeño financiero.

Considerando las deficiencias detectadas en los procesos de transmisión y distribución, se potencializan los problemas de las pérdidas de energía, y se pone en riesgo el suministro de electricidad a lo largo del país, limitando el aprovechamiento de las zonas potenciales, para generar energía con fuentes renovables e intentar disminuir la alta dependencia de las tecnologías convencionales, así como la sustitución de las plantas que rebasaron su vida útil.



Por ejemplo, la región Oriente del país es una de las que presenta más complicaciones, aun cuando tiene gran potencial de producción con fuentes renovables, principalmente hídricas y eólicas; además de que cuenta con más capacidad instalada y en 2017 registró un superávit energético. Sin embargo, las zonas con ese potencial se encuentran en áreas aisladas y alejadas

de los grandes centros de consumo, debido a que se encuentra enclavada entre sistemas montañosos, como la Sierra Madre del Sur, la Sierra Madre de Chiapas, y la Sierra Mixteca, que dificultan la transportación de la energía, provocando saturaciones en las líneas de transmisión por no contar con los enlaces o la capacidad suficiente para llevar la energía al resto del país.

Asimismo, presenta dificultades de distribución y confiabilidad, tiene un elevado porcentaje de pérdidas eléctricas, el más alto en 2017; a la vez se dificulta modernizar y ampliar las líneas de distribución, debido a la localización geográfica y tamaño de las zonas de consumo; a pesar de que era la cuarta región con mayor consumo, había una alta dispersión en sus centros de uso, provocando mayores costos de distribución y, en consecuencia, compromete la rentabilidad de la empresa suministradora; además, la resistencia civil a los trabajos de la CFE, los asentamientos irregulares y delincuencia organizada son factores que limitan la mejora del sistema eléctrico de la región.

El análisis anterior, se puede hacer en el resto de las regiones y se encontrarán las deficiencias o ventajas de algunas de ellas que pueden tener potencial para la generación de energía, pero es importante que el resto de los procesos, hasta antes del suministro, se encuentren en condiciones óptimas para garantizar la eficiencia de todo el sistema eléctrico nacional.

Por último, en cuanto al desempeño financiero de la CFE a nivel corporativo se identificó que en el periodo 2013-2017, es posible observar avances en los cambios que se habían propuesto con la reforma energética en electricidad, en términos de mejorar el desempeño financiero de la CFE, debido a que en esos años la empresa incrementó su activo en 39.9%, mientras que su pasivo lo hizo de manera marginal en 0.7%, situación que aumentó su patrimonio en 251.3%; lo anterior se

explica por un aumento de sus ingresos en 14.4%, y una mejora en su margen operativo de 210.0%, así como por la disminución en el costo integral de financiamiento en 42.2%; no obstante, durante ese periodo se registró un CAPEX de 389,584.9 millones de pesos, lo que implica que la velocidad con la que invierte en nuevos activos productivos y mejoras es superior a la velocidad de depreciación.

Además, destaca el hecho ya referido desde el apartado del gobierno corporativo, relativo a la falta de una definición para medir los términos rentabilidad y generación de valor económico, hecho por el cual, la ASF analizó el indicador Valor Económico Agregado (EVA), en el que determinó que la CFE ha logrado avanzar, pero no ha estado en posibilidades de generar valor económico debido a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) han sido insuficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos / operativos, por lo que no alcanzan a cubrir el rendimiento requerido para el Estado considerando la tasa social de descuento publicada por la SHCP.

- Conclusiones de la fiscalización superior, Cuenta Pública 2017 ^{201/}

En 2017, primer año de operación de las EPS de Generación I, III, V y VI, y la EPS de suministro básico, no estuvieron en condiciones de ser rentables ni de generar valor económico, y en el caso de las EPS de Generación II, Generación IV, Transmisión y Distribución, se observó que fueron rentables, pero dicha rentabilidad fue inferior a su costo promedio ponderado de capital.

Asimismo, se identificó que la productividad del activo de las nueve EPS de la CFE fue inferior en 83.2% a la registrada por empresas del sector eléctrico internacional, principalmente, de Estados Unidos. Además, ninguna de las EPS alcanzó a generar valor económico agregado.

Lo anterior, se debe, entre otros aspectos, a que el proceso de separación operativa de las empresas aún no concluye y a que todavía persisten ineficiencias.

En 2017, las EPS CFE Generación I, II, III, IV y VI siguieron arrastrando algunos de los problemas que existían antes de la Reforma Energética, debido a que la estructuración del portafolio de centrales eléctricas de cada empresa no se sustentó en la eficiencia para generar energía al menor costo, no

^{201/} Auditorías: 527-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I; 1690-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II; 1691-DE - Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III; 1692-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV; 1693-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V; 1694-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI, 528-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión; 1695-DE - Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución y 526-DE Rentabilidad de la subsidiaria de suministro de energía eléctrica de la CFE.

contaron con un programa integral de construcción, modernización y retiro; tampoco cumplieron con las metas de disponibilidad de centrales.

En el caso particular de la CFE Generación V, existe incongruencia entre el objeto de la empresa, relativo a ser rentable y generar valor económico para el Estado, y su modelo de negocio, que consiste en administrar contratos, por lo cual recibe ingresos fijos que corresponden a los costos y gastos incurridos en dicha administración, más un margen fijo del 3.6% sobre los mismos. Bajo estas condiciones no podrá revertir su situación deficitaria.

La empresa CFE Transmisión no logró reducir las pérdidas de energía derivadas de la transmisión, por lo que perdió 11,126.54 millones de pesos (mdp), equivalentes al 19.2% de los ingresos totales (57,867.0 mdp) obtenidos en 2017.

En cuanto a la CFE Distribución, se identificaron deficiencias en el cumplimiento de los programas de mantenimiento, modernización y ampliación de la Red General de Distribución; no obstante, logró reducir las pérdidas de energía en el periodo 2013-2017.

En lo que respecta a la CFE Suministrador de Servicios Básicos (SSB), la cartera vencida de la empresa ascendió a 42.1 mmdp, equivalentes al 11.5% de los ingresos totales obtenidos por la venta de energía eléctrica en 2017.

En 2017, el precio promedio de la electricidad, fue de 1.70 pesos por kilowatt hora, en tanto que su costo medio fue de 2.41 pesos por kilowatt hora. Por cada peso que CFE SSB debió obtener por la prestación del servicio, recibió 0.71 pesos, por lo que no pudo cubrir el costo real del servicio.

En 2017 la CFE proporcionó el servicio eléctrico a 42.2 millones de usuarios de los sectores doméstico, comercial, de servicios, agrícola, y de mediana y gran industria. A un año de haber iniciado su operación, todas las empresas avanzaron en el establecimiento de una estructura y gobierno corporativo, bajo las mejores prácticas internacionales, hecho que contribuyó, particularmente, a transparentar su operación. Sin embargo, aún persistieron algunas de las deficiencias identificadas antes de la Reforma Energética, relacionadas con los elevados costos de generación; las pérdidas de energía en las redes de transmisión y distribución, y la cartera vencida. Lo anterior, repercutió en que, de las nueve empresas, cinco registraran pérdidas y ninguna de las nueve, estuviera en condiciones de cumplir con su nuevo objetivo de ser rentable y generar valor económico para el Estado.

2.4. Epítome capitular

Una vez que se identificó que la política de electricidad cuenta con diagnósticos que fundamentan sus modificaciones y el problema que le dio origen, el cual se refiere a que los rezagos en la inversión en el sector propician elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura en zonas específicas e impiden que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país; debido a que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se desarrolla bajo principios de libre concurrencia y competencia; y que se determinaron inconsistencias en el diseño de la política, especialmente en materia presupuestal; se estudiaron las acciones realizadas en la implementación, con las que el Estado busca atender el problema descrito, con base en la conducción, regulación-supervisión y operación del sector eléctrico nacional, por medio de la SENER, la SHCP, la SEMARNAT, la CRE, el CENACE, la PROFEPA y la CFE. Los principales avances de dichas acciones se presentan a continuación.

a) Conducción

Esta estrategia se analizó en dos partes: a) Diseño del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y b) Determinación de las tarifas para los usuarios domésticos y de bajo consumo.

En cuanto a la primera, se identificó que la SENER elaboró el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, que es un documento de programación que expone el panorama actual y las prospectivas del SEN; además, definió las directrices para abrir la posibilidad a la iniciativa privada de participar en la compraventa de energía, Certificados de Energía Limpia, servicios conexos, entre otros, y con ello la creación del Mercado Eléctrico Mayorista. Respecto de las tarifas domésticas y de bajo consumo, se acordó que la SHCP continuaría estableciendo dichas tarifas hasta 2018, y para 2019, la CRE definirá las nuevas metodologías correspondientes.

b) Regulación-supervisión

Esta estrategia tiene como punto medular las disposiciones establecidas por la CRE, a partir de 2013, para la operación y desarrollo del sector eléctrico, las cuales suman 80 instrumentos normativos, y se abordó en los apartados siguientes: Sistema Eléctrico Nacional; Mercado Eléctrico Mayorista; Permisos para generación y suministro; Tarifas para la transmisión, distribución y operación; Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE), y Regulación ambiental.

- Sistema Eléctrico Nacional

Se designó al CENACE como responsable del control y operación del SEN, y se definieron lineamientos generales y operativos, para que el sistema opere con eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad; así como para contribuir al desempeño del SEN y el MEM. Al cierre de 2017, el SEN se conformó por cuatro sistemas eléctricos, contó con interconexiones con los países fronterizos; 507 subestaciones de potencia y 107,042.6 km de líneas de transmisión; así como 1,841 subestaciones, 1,469.4 miles de transformadores y 829,925 km de líneas de distribución, con lo cual, al cierre de 2017, se ha alcanzado una capacidad instalada total de 75,210.9 MW.

- Mercado Eléctrico Mayorista

Respecto del MEM, se definieron las Reglas del Mercado con el objetivo de promover la libre concurrencia y competencia en el sector eléctrico, así como fijar las condiciones para atraer inversión que promueva la generación con energías limpias y estabilidad en los precios.

El MEM se constituye por distintos mercados, el Mercado de Energía de Corto Plazo, el cual se compone a su vez por el Mercado de Día en Adelanto (MDA), Mercado de Tiempo Real (MTR) y el Mercado de Hora en Adelanto (MHA), y es un instrumento con el cual se promueve la participación y competencia de los generadores autorizados. Asimismo, este mecanismo permite definir Precios Marginales Locales con base en los costos de operación y la disponibilidad garantizada.

Otro mercado es el de subastas de mediano y largo plazo: en las primeras se asignan contratos de cobertura eléctrica de tres años, para compra-venta de potencia y energía eléctrica, en condiciones de transparencia con opciones competitivas; en las segundas se asignan contratos de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 años para Certificados de Energías Limpias, con el fin de dar certidumbre de ingresos al generador y de precios al suministrador y a usuarios. Los avances a 2017 de las 4 subastas, en la asignación de productos y en la determinación de los precios han sido relevantes.

También se diseñó el Mercado para el Balance de Potencia, en el que se calculan los precios de la Potencia, respondiendo a las condiciones de escasez o superávit, a fin buscar el incremento de la inversión. Por último, se implementó el Mercado del Certificados de Energía Limpia, en el cual se comercializan títulos emitidos por la CRE que acreditan la producción de un monto determinado de

electricidad con fuentes limpias, con ello, los consumidores se obligan a adquirir cierta cantidad de certificados anualmente, lo que permite que las centrales eléctricas limpias obtengan ingresos adicionales y, en consecuencia, se fomente la generación de energía eléctrica limpia.

- Permisos para generación y suministro

La CRE reguló los procesos e implementó mecanismos para realizar, de manera electrónica, la administración, registro y supervisión de los permisos, autorizaciones o contratos necesarios para participar en la industria eléctrica.

- Tarifas para la transmisión, distribución y operación

En cuanto a regulación tarifaria, en materia de electricidad, la CRE desarrolló lo correspondiente a la transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y los Servicios Conexos no incluidos en el MEM, así como las tarifas finales del Suministro Básico; en ésta última, se realizaron modificaciones relevantes, toda vez que, se simplificaron las categorías, pasando de 23 a 12 y se reorganizó la división de las regiones tarifarias pasando de 8 a 17, con lo cual se pretende que el cálculo de las tarifas sea más exacto y equitativo.

- Fondo del Servicio Universal Eléctrico

Se creó el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), a fin de lograr la electrificación de poblaciones rurales y zonas urbanas marginadas, efectuar el suministro de lámparas eficientes, y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación; por medio de las modalidades de extensión de red y suministro aislado. Inició operaciones mediante el fideicomiso el 30 de septiembre de 2014 con la SHCP como fideicomitente y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos como fiduciario.

Al primer trimestre de 2018, el ingreso acumulado ascendió a 4,767.8 millones de pesos; destaca que 2016 fue cuando comenzó a operar el MEM y coincidió con el aumento en los recursos en el Fondo, puesto que, de 2016 a marzo de 2018, la disponibilidad pasó de 747.4 a 2,795.0 millones de pesos, lo que significó un crecimiento del 274.0%. El 99.7% de los recursos ejercidos del FSUE se destinó al financiamiento de proyectos para atender comunidades con necesidades de electrificación y ascendieron a 1,966.0 millones de pesos, el restante se compone por concepto de honorarios, consultorías, asesorías y otros.

Asimismo, se cuenta con el programa quinquenal del periodo 2017-2021 e indicadores de impacto y de gestión como mecanismos para medir el avance en el cumplimiento de las acciones en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas del FSUE; sin embargo, a diciembre de 2018, aun no se contaba con reportes ni resultados al respecto, por lo que, con la información disponible de la SENER, se realizó el cálculo y se identificó que existe un avance superior al 50.0% en la primera etapa de su componente "Extensión de red", mientras que para "Aislado" no se reportaron acciones realizadas.

- Regulación ambiental.

La normativa relacionada con la industria eléctrica designa a la SEMARNAT como responsable, y cuenta con disposiciones para definir obligaciones de reducción de emisiones contaminantes, y regula el procedimiento de Evaluación de Impacto Ambiental, con el cual se analizan los proyectos, relacionados con el sector, para determinar su viabilidad ambiental y en su caso emitir su autorización. Además, se definen instrumentos para regular y efectuar la supervisión de la normativa emitida por la SEMARNAT, para lo cual PROFEPA implementó los mecanismos coercitivos, para inspección y vigilancia, y voluntario de autorregulación, para promover y fortalecer el desempeño ambiental de las empresas.

Durante el periodo analizado, se observó que las visitas de inspección y vigilancia, así como la imposición de medidas coercitivas y de restauración han ido a la baja, mientras que la autorregulación, como el Programa Nacional de Auditoría Ambiental, registra un aumento en la participación de las empresas que requieren certificarse aun cuando es voluntario. Lo anterior puede explicarse por los beneficios que resultan de contar con el respaldo de generador a partir de energías limpias a partir de las modificaciones de 2014.

La ASF considera que, respecto de la estrategia de regulación-supervisión, el Estado definió las obligaciones para atender las necesidades del sector, al establecer la normativa para el diseño y la operación del SEN y del MEM. Asimismo, se cuenta con la estructura legal y regulatoria para fomentar la inversión privada nacional y extranjera, el desarrollo de un mercado en condiciones de competencia y libre concurrencia, así como para avanzar hacia la cobertura universal de servicio eléctrico en el país.

Asimismo, la normativa ambiental establecida por la SEMARNAT y verificada por la PROFEPA, tienen importancia en este rubro, y se suma a los mecanismos para la consecución de las metas de

transición al uso de fuentes limpias para la generación de electricidad y a la reducción del impacto ambiental como resultado de las actividades de la industria eléctrica.

c) Operación

Esta estrategia está a cargo de la Comisión Federal de Electricidad, en el apartado se analizaron los aspectos siguientes: Separación Legal y Financiera de la CFE; Gobierno corporativo; Generación; Transmisión; Distribución; Pérdidas técnicas y no técnicas; Comercialización, y Desempeño financiero de la CFE.

- Separación Legal y Financiera de la Comisión Federal de Electricidad

Este proceso de separación de la CFE, dotó a la empresa de elementos para operar en condiciones competencia y libre concurrencia, mediante las seis subsidiarias de generación y otras para cada actividad específica del sector. La forma en la que se asignaron los activos para cada una de las EPS, particularmente, para las de generación privilegió la competitividad del mercado, pero podría limitar la realización de economías de escala, debido a la dispersión geográfica de las plantas asignadas, así como la diversidad de combustibles que utilizan, lo que complica la especialización de las EPS y las hace vulnerables a los costos internacionales; todo lo anterior, compromete en última instancia el objetivo de rentabilidad y generación de valor económico para el Estado.

- Gobierno corporativo

Con un año de operación de la CFE bajo su nueva estructura, se identificó que a nivel del corporativo se registran avances, en términos de gobernanza, acordes a las mejores prácticas internacionales, aunque no ha finalizado el proceso, por lo que se identificaron las deficiencias siguientes: a) actualización de sus códigos de ética y de conducta en relación con su nueva estructura, y b) establecer métricas suficientes que permitan medir el cumplimiento del objetivo de la empresa relativo a ser rentable y generar valor económico para el Estado, así como alinear dichos indicadores para sus empresas subsidiarias.

- Generación

En cuanto a la generación de electricidad, la entrada de participantes particulares ha reflejado avances; sin embargo, no los suficiente para disminuir la dependencia de tecnologías convencionales.

En 2017, se registraron 858 unidades de generación disponibles, 796 contaron con capacidad instalada, que sumaron 75,210.9 MW, 20.2% más que en 2012 (62,546.7 MW); el 70.9% (53,358.0 MW) fue para producir energía convencional y el 29.1% (21,852.9 MW) para energías limpias. De las 796 unidades con capacidad instalada, el 57.4% (457 unidades) estuvo a cargo de cinco de las seis Gencos de la CFE, y participó con el 72.9% (54,846.4 MW) de la capacidad.

En 2017, se generaron 329,162.5 GWh, 11.6%, más que los 294,835.5 GWh producidos en 2012, de los cuales el 78.9% (259,765.9 GWh) fue con energías convencionales, y el 21.1% (69,396.6 GWh) con limpias. Respecto del año previo a la actual política, la participación de las convencionales decreció en 4.2% y las segundas incrementaron en 19.9%.

Durante el periodo evaluado, se observó que el 63.2% de la energía generada provino de dos tipos de tecnologías convencionales que utilizan combustibles fósiles altamente contaminantes, como combustóleo y gas natural, este último es importado en su mayoría, lo cual compromete la disponibilidad y precios de generación, al depender altamente de las variaciones del tipo de cambio y la inflación. Aun con el incremento de la generación con fuentes limpias, se sigue privilegiando el abastecimiento con fuentes convencionales, al ser éstas las que mayor cantidad de energía producen. En este sentido, y de acuerdo con las publicaciones del ININ, la generación con tecnología nucleoelectrica resulta una alternativa viable económica y ambientalmente, dado que durante su proceso de producción las emisiones de gases de efecto invernadero son más bajas que las de otras fuentes y, a mediano plazo, es más barato que el de una central de ciclo combinado; por tanto, se debe poner especial atención, en la planeación y seguimiento a lo establecido en el PRODESEN 2018-2032, relacionado con la instalación de tres nuevos reactores nucleares, principalmente porque, con la legislación vigente, el costo sería asumido en su totalidad por el Estado y la operación seguiría a cargo de la CFE.

La participación de la CFE en la generación disminuyó en 8.8 puntos porcentuales, al pasar de generar el 60.6% (178,766.8 GWh) en 2012, al 51.8% (170,649.3 GWh) en 2017, lo cual significa un impulso para los particulares que representaron el 48.2% restante. Cabe destacar que la mayoría de las plantas de la CFE utilizan tecnologías convencionales; inclusive, un número importante rebasó su vida útil y no han sido sustituidas, lo que pone en riesgo su capacidad de competir en el MEM y la rentabilidad de la empresa, pues las tarifas definidas por la SHCP para el suministro básico pueden implicar que la comisión se vea obligada a vender por debajo de sus costos de producción.

- Transmisión

Respecto del proceso de transmisión, en 2017, la RNT dispuso de una capacidad de 76,697 MW, 22.2% mayor que la registrada el año previo a la implementación de la actual política (62,744 MW); sin embargo, existe una alta saturación en las regiones que interconectan al país, principalmente en las del noroeste, central, oriental y peninsular.

Durante el periodo 2013-2017, la capacidad de transformación de electricidad para ser transmitida disminuyó en 15.5%, pasó de 187,104.7 a 158,035.0 MVA, por la reasignación de activos de transmisión y distribución, tras la separación de CFE. Uno de los efectos esperados en este rubro era la ampliación y, en su caso, modernización de las líneas de transmisión disponibles, debido al deterioro que provoca saturación y pérdidas de energía; al respecto, de 2013 a 2017, las líneas de transmisión se incrementaron en 1.5%, al pasar de 101,008.0 a 107,042.6 km de extensión; el mayor incremento (del 2.8%) ocurrió entre 2016 y 2017, lo cual podría explicarse por las modificaciones en la estructura de la CFE. Pese a la ampliación de las líneas de transmisión, en 2017, la mayoría presentaron saturación, algunas superiores a 150 horas.

A fin de atender las demandas de energía, se reforzaron las interconexiones fronterizas del país, de modo que en 2017 se dispuso de 13 interconexiones, 11 con E.U.A y dos con la frontera sur, con lo cual de 2013 a 2016 se registró un superávit acumulado de 75,928.1 MWh; no obstante, dicha cifra representa el 35.1% de lo registrado entre 2008 y 2012, de 216,098.9 MWh.

- Distribución

En el periodo de evaluación, la capacidad de transformar electricidad en las subestaciones de distribución, incrementó en 8.5%, en promedio anual, al pasar de 53,795 a 74,626 MVA, el mayor incremento se observó de 2016 a 2017, también por la reasignación de activos de CFE. Asimismo, se registró un incremento marginal (del 0.4%) en las líneas de baja tensión, al pasar de 318,032.4 a 322,964.8 km de extensión, que en su mayoría cubre la demanda de los hogares; en el caso de las de mediana tensión, incrementaron en 3.8%, en promedio anual, al pasar de 443,405.8 a 506,693.3 km, lo cual beneficia el abastecimiento de las grandes industrias y es acorde con la entrada de nuevos generadores.

En el caso de la instalación de acometidas y medidores, en 2017, las primeras contaron con una extensión de 892,656.0 km, y había 42,417.0 miles de medidores, 3.5% y 3.0% más que el año

previo, respectivamente. No obstante, el 47.2% de los medidores no eran confiables para la medición de la energía consumida, por lo que la pérdida de energía se siguió presentando. Gran parte de la infraestructura eléctrica ha rebasado su periodo de vida útil, aunado a ello, el escaso mantenimiento o sustitución de la misma, pone en riesgo la confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía, provocando interrupciones del servicio.

- Pérdidas técnicas y no técnicas

En 2017, las pérdidas de energía representaron el 14.2% del total producido, dos puntos porcentuales menos que las reportadas en 2013, pero similares a las de 2008, que fueron del 14.0%; el 11.6% de las registradas en 2017 sucedió en el proceso de distribución, mientras que en el de transmisión el 2.6%. Respecto de 2013, las primeras disminuyeron tres puntos porcentuales, y las segundas incrementaron un punto. Las pérdidas del último año equivalen a 42,189.2 millones de pesos que integraron la cartera vencida de la subsidiaria de suministro.

De 2013 a 2017, el porcentaje de pérdidas técnicas en distribución disminuyó marginalmente, al pasar del 6.0% al 5.5%, por lo que no se aprecia una mejora o atención en la infraestructura de este proceso; las no técnicas se redujeron en 2.5 puntos porcentuales, al pasar del 8.6% al 6.1%, debido a la detección de anomalías, el remplazo de medidores, la regularización de asentamientos irregulares y mejoras operativas; sin embargo, aún es necesario realizar mayores trabajos al respecto, toda vez que, de acuerdo con la CFE, existen factores que dificultan el proceso, tales como la delincuencia organizada, la resistencia civil a la colocación de medidores y asentamientos irregulares.

- Comercialización (suministro)

En cuanto a la comercialización de energía, los clientes más rentables para los participantes del MEM son los grandes usuarios, de modo que, en 2016 sólo operaban dos Suministradores Calificados, y para 2018 ya había 14; uno de ellos, la filial CFE-Calificados. Los Comercializadores No Suministradores, comenzaron a participar en 2017, con tres usuarios y, para septiembre de 2018, ya había cinco operando.

El Suministro de Servicios Básicos es una actividad específica de la EPS CFE-Suministro Básico, la cual, desde la Estricta Separación de CFE, comenzó con problemas financieros, principalmente

porque la fijación de tarifas es responsabilidad de la SHCP; además de la inadecuada medición de la energía suministrada, la morosidad en los pagos y la cartera vencida.

- Desempeño financiero de la CFE

Durante el periodo 2013-2017, la CFE incrementó su activo en 39.9%, mientras que su pasivo lo hizo marginalmente en 0.7%, situación que influyó para que su patrimonio aumentara en 251.3%, lo anterior puede explicarse por la mayor captación de ingresos en 14.4% y por la mejora en su margen operativo del 210.0%, así como por la disminución en el costo integral de financiamiento del 42.2%.

Durante ese periodo, se registró un CAPEX de 389,584.9 millones de pesos, lo que implica que la velocidad con la que CFE invierte en nuevos activos productivos y mejoras es superior a la velocidad de depreciación. Por lo que se refiere a las razones de rentabilidad ROA (Utilidad del ejercicio / Activos totales) y ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable) CFE Corporativo mejoró su posición al pasar de valores negativos a positivos; sin embargo, no se reportaron métricas específicas sobre los valores esperados de rentabilidad para la EPE.

Asimismo, se observó que la comisión no ha estado en posibilidades de generar valor económico, debido a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) han sido insuficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos / operativos, por lo que no satisfacen el rendimiento requerido para el Estado considerando la tasa social de descuento vigente. ^{202/}

La ASF considera que, respecto de la estrategia de operación, el Estado, por medio de la CFE, realizó la estricta separación legal y financiera de la empresa, así como con la implementación de un gobierno corporativo, organizándola de forma horizontal y vertical, para permitir que el MEM se desarrollara en condiciones de libre competencia y competencia, a fin de fomentar la participación de los privados en las actividades de generación y suministro a usuarios calificados. No obstante, el proceso de separación implicó que las EPS, en particular las de generación, no dispusieran de condiciones que le permitieran optimizar su desempeño dada la dispersión geográfica de las

^{202/} Cabe mencionar que, en opinión de la CFE, el periodo 2017-2018, se considera como tiempo de consolidación, en el que se pretende: a) asentar la separación y Nuevo Modelo Operativo, y b) llevar la organización al nuevo nivel de desempeño requerido, logrando la meta de reducción de costos. Asimismo, a partir de 2019, considera que será necesario mantener la posición de liderazgo en el sector a través de: apalancar los negocios regulados de redes (T&D) como fuente de estabilidad; reestructurar generación para garantizar competitividad y cuota de mercado capitalizando recursos de terceros; desarrollar negocios comerciales y negocios no regulados como fuentes de crecimiento, y fortalecer la posición financiera de la empresa buscando grado de inversión.

centrales asignadas, así como la diversidad de combustibles empleados, situación que en última instancia puede comprometer el desempeño financiero de la comisión y, por tanto, el cumplimiento de sus objetivos en materia de rentabilidad y generación de valor.

Respecto de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como en materia de pérdidas técnicas y no técnicas se observan avances marginales, debido a que la velocidad con la que la comisión realiza sus inversiones es inferior a la depreciación de sus activos, por lo que, en términos generales, se considera que la inversión es insuficiente y limita la transición al uso de tecnologías limpias, imposibilita mitigar la saturación de las líneas de transmisión y distribución, así como renovar la infraestructura de medición de la energía consumida para evitar pérdidas.

3. Resultados de la política pública

3. Resultados

3.1 Objetivos

3.1.1 Inversión en el sector

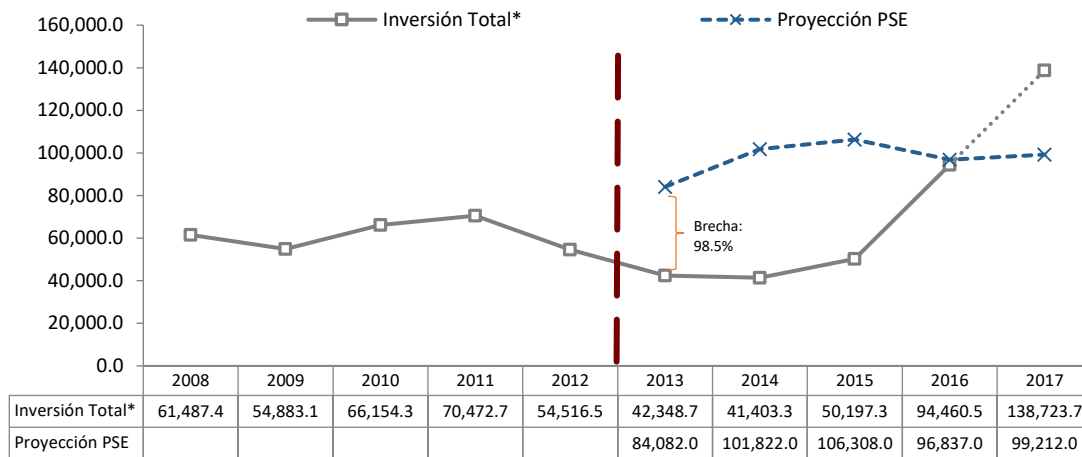
Uno de los principales objetivos de la implementación de la actual política energética consiste en incrementar la inversión en el sector, para hacer frente a las deficiencias observadas en el sector, principalmente en lo relacionado con los procesos de generación, transmisión y distribución.

De acuerdo con lo anterior, la apertura del sector eléctrico para la entrada de inversionistas privados que competirían en el mercado eléctrico se convirtió en parte fundamental de la actual política energética, ya que se permite invertir de manera directa en la generación y comercialización de energía, buscando la eficiencia operativa y el incremento de la generación con energías limpias.

Por lo que corresponde a los procesos de transmisión y distribución, siguen a reserva del Estado; sin embargo, puede existir inversión privada, mediante licitaciones para la expansión y mantenimiento de la infraestructura. Con ello, también se esperaba la liberación de recursos públicos, dando prioridad a la inversión necesaria para los procesos de transmisión y distribución, a medida que fuera incrementando la inversión privada para la generación de energía.

Para conocer la evolución de la inversión ejercida en el sector eléctrico, se consultó el Anexo estadístico del Sexto Informe de Gobierno, donde se incluye la "Inversión Impulsada en la Industria Eléctrica", debido a que la SENER no dispone de dicha información. En el mencionado Anexo, se muestra el desagregado de la inversión en la materia, por tipo de rubro, para el periodo 2008-2016, con los datos disponibles, la ASF estimó el valor para 2017, por el método de regresión simple. En la gráfica siguiente se muestra la evolución de la inversión en el sector eléctrico, en el periodo previo a la implementación de la actual política (2008-2012) y los cambios observados a 2017.

EVOLUCIÓN DE LA INVERSIÓN TOTAL EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2008-2017 ^{1/}
 (Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en cifras del Anexo estadístico del Sexto Informe de Gobierno.

PSE: Prospectiva del Sector Eléctrico, 2013-2020.

* La inversión total se determina de la suma de la inversión pública y la inversión privada menos las amortizaciones.

^{1/} El año 2017 fue proyectado, por el método de regresión lineal simple, con base en la tendencia del periodo 2015-2016, ya que fueron los años de transición y de inicio de operación del MEM.

Durante el periodo previo a la implementación de la actual política, la inversión del sector eléctrico mantuvo una tendencia estable, pero en 2012, se registró un descenso que duró hasta 2014, con ello, de 2011 a 2014, la inversión disminuyó en 41.2%, al pasar de 70,472.7 a 41,403.3 millones de pesos. A partir de ese último año, la entrada de inversión se potencializó con el inicio de operaciones del MEM en 2016; así, en el periodo 2015-2016, se registró un incremento del 88.2%, al pasar de 50,197.3 a 94,460.5 millones de pesos.

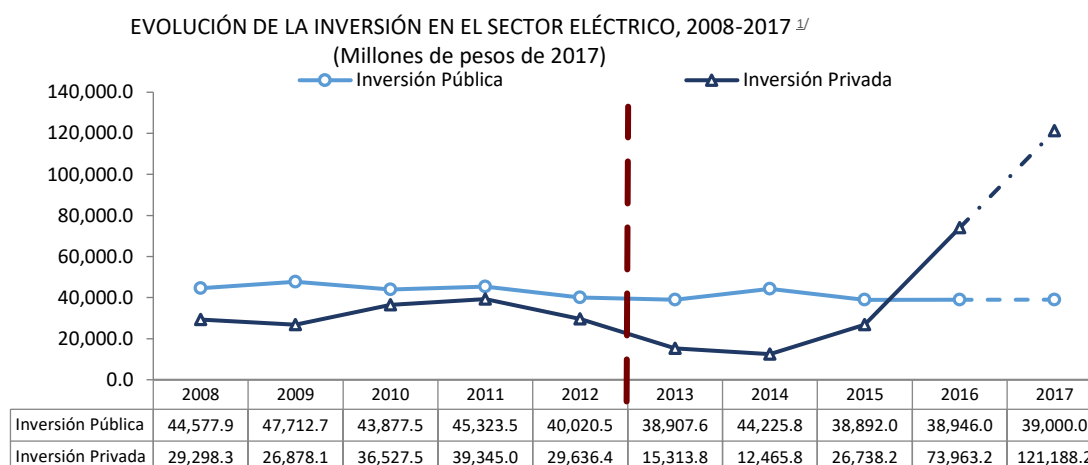
Considerando el último crecimiento en la inversión y suponiendo que la entrada en operación del mercado eléctrico siga atrayendo grandes flujos de inversión, la ASF estimó que, para 2017 podría ascender a 138,723.7 millones de pesos. Con los datos reales, la inversión del periodo 2013-2016, fue de 228,409.8 millones de pesos.

De acuerdo con las proyecciones que forman parte de la Prospectiva del Sector Eléctrico (PSE) 2013-2020, la inversión requerida en 2013, era de 84,082.0 millones de pesos, cifra superior en 98.5% a la inversión real observada en ese año (42,348.7 millones de pesos). Asimismo, para 2017 se estimó

que era necesaria una inversión aproximada de 99,212.0 millones de pesos, inferior en 28.5% al valor estimado por la ASF, de 138,723.7 millones de pesos. ^{203/}

Atendiendo a su origen, la inversión proveniente del sector privado, muestra una tendencia similar a la de la inversión total, mientras que la inversión pública va a la baja lo que en teoría podría ocasionar una liberación de recursos que se pueden destinar a otros sectores, lo cual, es un escenario cercano a lo que se esperaba con la implementación de la actual política.

En el periodo previo a la implementación de la actual política, la inversión pública fue superior a la privada y ese comportamiento siguió durante los primeros años de la reforma, hasta la entrada en operación del MEM, en 2016, fecha en la que la participación privada rebasó a la inversión física presupuestaria, como se muestra en el gráfico siguiente.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en cifras del Anexo estadístico del Sexto Informe de Gobierno.

PSE: Prospectiva del Sector Eléctrico, 2013-2020.

* La inversión total se determina de la suma de la inversión pública y la inversión privada menos las amortizaciones.

^{1/} El año 2017 fue proyectado con base en la tendencia del periodo 2015-2016, ya que fueron los años de transición y de inicio de operación del MEM.

Como se observa en la gráfica, el incremento que se registró entre 2015 y 2016 en la inversión total, se debió a la potencialización de la participación de los inversionistas privados. De acuerdo con la información proporcionada por la SENER, para el periodo 2015-2017, se estimó el fortalecimiento de la inversión privada por los proyectos asociados a las Subastas de Largo Plazo (SLP) SLP-1/2015,

^{203/} La razón por la que se estimó una disminución en la inversión proyectada se explicaron por la disminución en las obras financiadas y las presupuestales en generación; específicamente en centrales de ciclo combinado; con base en la evolución del desarrollo del sector eléctrico, las estimaciones fueron ajustadas cada año. En el POISE 2014-2021 se preveía, además de los cambios anteriores, una disminución en la inversión en las PIE's, y en obras financiadas en transmisión y distribución; asimismo, en el PRODESEN 2016-2030 se estimó una disminución en la inversión en energías limpias principalmente eólica y fotovoltaica, pero se esperaba un incremento en la inversión para el ciclo combinado.

SLP-1/2016 y SLP-1/2017, con lo que, en esos años el monto de inversión comprometida por este medio ascendería a 176,143.7 millones de pesos; ^{204/} no obstante, debido a la naturaleza de los proyectos, dichas inversiones no se ejercen en un solo año.

Con base en la más reciente proyección realizada por la SENER, ^{205/} se identificó que, para el periodo 2018-2032, se espera una inversión de 2,003,369.5 millones de pesos en los procesos de generación, transmisión y distribución, como se muestra a continuación.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el PRODESEN 2018-2032.

El mayor flujo de inversión se requiere en el proceso de generación, con base en el cálculo estimado por la SENER, en el periodo 2018-2032, se estima que el 84.4% (1,691,839.5 millones de pesos) será destinado para este proceso. ^{206/} Para el proceso de transmisión, la inversión esperada en el mismo periodo representa el 8.7% (173,615.0 millones de pesos) que se destinaran para ampliar y modernizar la RNT, con 172,253.0 y 1,362.0 millones de pesos, respectivamente, en su mayoría inversión pública, siendo el periodo 2018-2020 el de mayor inversión.

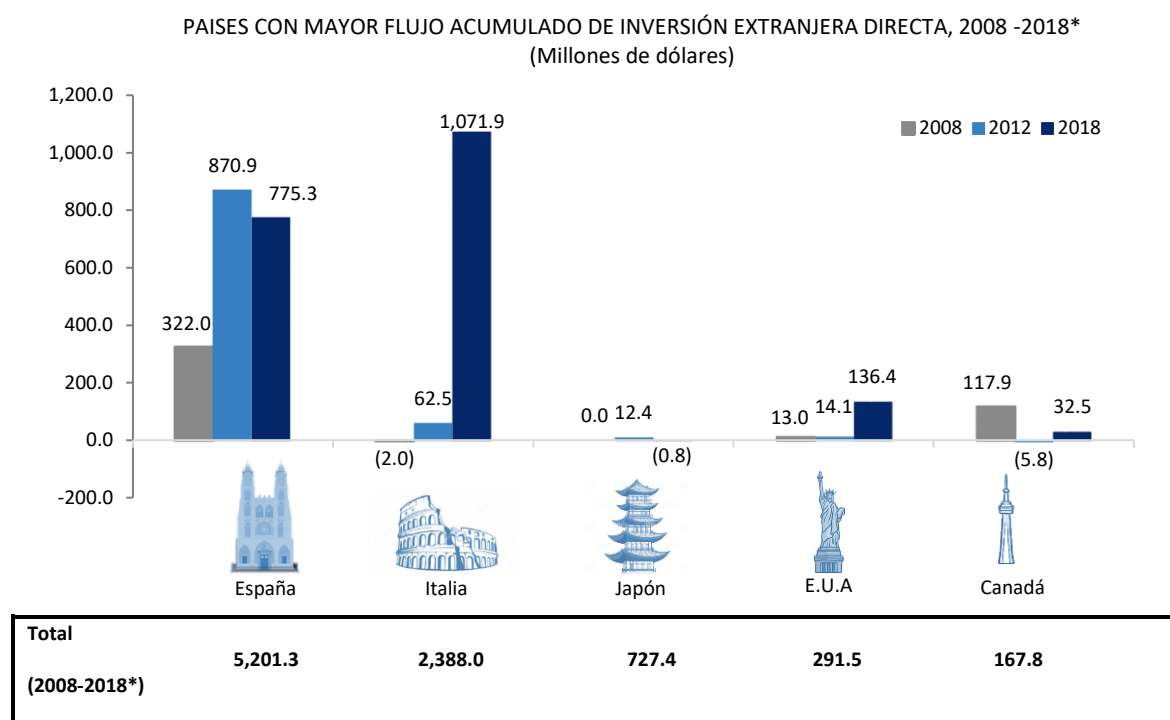
^{204/} El monto original de cada año se estimó en miles de dólares y para su ajuste a miles de pesos, se utilizaron los tipos de cambio publicados por el Banco de México, correspondientes a cada año. El valor total en millones de pesos, se calculó a precios de 2017.

^{205/} Prospectiva del Sector Eléctrico 2018-2032, del PRODESEN 2018-2032.

^{206/} Destaca que, de 2029 a 2031, se espera mayor inversión, debido a proyectos de centrales nucleoelectricas en Veracruz y Tamaulipas; asimismo, en las tecnologías eólicas se espera una inversión de 398,131.0 millones de pesos, y en la energía fotovoltaica se pretende un mayor flujo durante el periodo 2018-2021. Por lo que corresponde a las tecnologías convencionales se espera que la inversión disminuya a excepción del ciclo combinado que mantendrá su flujo de inversión, alcanzando una inversión de 517,907.0 millones de pesos, siendo la mayor inversión de toda la matriz de tecnologías eléctricas.

Finalmente, en los procesos de distribución se estima que en el periodo 2018-2032 se inviertan 137,915.0 millones de pesos, el 6.9% del total de la inversión esperada, con el mayor flujo esperado de 2018-2022 y, a partir de 2023, la inversión requerida se mantendrá constante para seguir con la modernización y ampliación de las RGD.

Con la apertura a la inversión privada, se observó que se logró atraer mayor inversión extranjera, el flujo de inversión de los cinco países con mayor capital en el sector eléctrico se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Inversión Extranjera Directa reportada por la Secretaría de Economía.

* Con información reportada hasta el 30 de septiembre de 2018.

En el periodo 2008-2018 los países con mayor inversión fueron España, Italia, Japón, E.U.A. y Canadá, destacando España con 5,201.3 millones de dólares e Italia con 2,388.0 millones de dólares, al implementarse la política energética el flujo de la IED se ha incrementado, siendo Italia la que mayor incremento tuvo; de igual manera, países que no tenían inversión o registraban flujos negativos comenzaron a traer inversión al país, tales como, Gran Bretaña y Francia. ^{207/}

^{207/} El indicador Renewable Energy Country Attractiveness Index (RECAI) que clasifica a los países con mejor prospectiva para invertir en ellos en cuestión de las energías renovables, señaló que, en noviembre de 2013, México se encontraba la posición número 30 de 40 países y, con las modificaciones regulatorias, la apertura del mercado eléctrico y la implementación de las subastas; para 2017 logró posicionarse en la novena posición, lo que refleja que con las nuevas bases de operación del sector, se logró incrementar la atracción de inversión extranjera.

En conclusión, con la información disponible se identificó que, durante el periodo 2013-2016, la inversión en el sector ascendió a 228,409.8 millones de pesos, el mayor flujo se observó en el periodo 2015-2016, que se explica por el inicio de la operación del MEM que permitió la entrada a la inversión privada directa; en ese lapso se registró un incremento en la inversión del 88.2%, al pasar de 50,197.3 a 94,460.5 millones de pesos; con base en ello, la ASF estimó que, para 2017, esa inversión podría ascender a 138,723.7 millones de pesos.

En el periodo analizado, la inversión pública fue superior a la privada, lo que se revirtió en 2016, igualmente por la operación del MEM. De acuerdo con la información de la SENER, para el periodo 2015-2017, se estimó el fortalecimiento de la inversión privada por los proyectos asociados a las Subastas de Largo Plazo, con lo que se logró una inversión comprometida de 176,143.7 millones de pesos, los cuales, debido a su naturaleza, no se ejercen en un solo año.

En la más reciente proyección realizada por la SENER, se identificó que, para el periodo 2018-2032, se espera una inversión de 2,003,369.5 millones de pesos, el 84.4% (1,691,839.5 millones de pesos) será destinada para el proceso de generación, el 8.7% (173,615.0 millones de pesos) para transmisión y el 6.9% (137,915.0 millones de pesos) para distribución.

Con la inversión ejercida en el periodo de análisis, se mostraron avances relacionados principalmente con los procesos productivos del sector; no obstante, persisten deficiencias en términos de generación, por la alta dependencia de las tecnologías convencionales; así como ineficiencias en la infraestructura de transmisión y distribución,^{208/} que ocasionan altos niveles de pérdidas de energía. Como resultado de la potencialización de la inversión que se observó a partir de 2016 y la realización de los proyectos vinculados a las estimaciones de inversión realizadas por la SENER, la ASF considera que los resultados que posibiliten el desarrollo del SEN, se verán reflejados en el mediano y largo plazo.

3.1.2 Reducción de las tarifas del servicio eléctrico

Otro de los objetivos de la actual política es disminuir las tarifas eléctricas en los diferentes sectores, principalmente, en el industrial y comercial, por lo que, en este apartado se analizó la evolución de

^{208/} Durante el periodo analizado, la infraestructura para los procesos de transmisión y distribución se incrementó marginalmente, por lo que continuaron las saturaciones en las líneas y, en consecuencia, las pérdidas de energía eléctrica.

las tarifas de acuerdo con los diferentes tipos de usuarios, comparando los cambios entre los periodos 2008-2012 y 2013-2017.

Como se analizó en el apartado de regulación, con el nuevo esquema tarifario se minimizó el número de categorías en las tarifas, con base en ello, se analizó su evolución en los principales sectores de consumo, como se muestra a continuación:

NUEVO ESQUEMA TARIFARIO POR SECTOR VIGENTE DESDE DICIEMBRE DE 2017

Nuevo Esquema Tarifario	Descripción	Sector
DB1	Domésticas con consumo $\leq$ 150 kWh-mes	Domésticas
DB2	Domésticas con consumo $>$ 150 kWh-mes	
RABT	Riego agrícola en baja tensión	Agrícola
RAMT	Riego agrícola en media tensión	
APBT	Alumbrado público en baja tensión	Alumbrado Público
APMT	Alumbrado público en media tensión	
PDBT	Pequeña demanda con consumos $\leq$ 25 kW-mes	Comerciales
GDBT	Gran demanda con consumos $>$ 25 kW-mes	
GDMTH	Gran demanda horaria en media tensión	Industrial
GDMTO	Gran demanda ordinaria en media tensión	
DIST	Demanda Industrial en Sub Transmisión	
DIT	Demanda Industrial en Transmisión	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Mesas de Trabajo presentadas por la CRE.

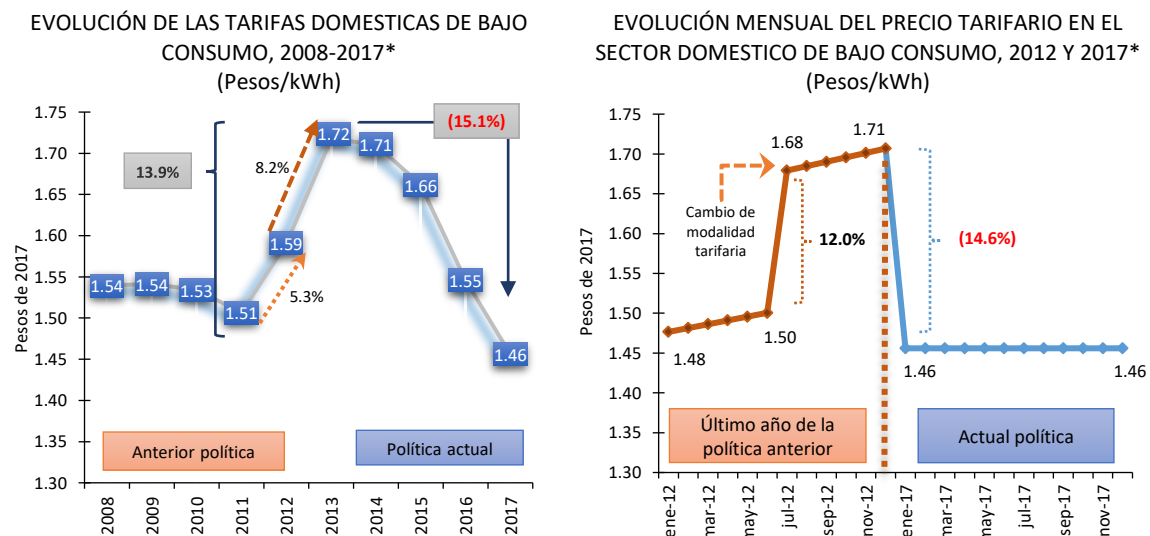
Tras la aprobación de la Reforma Energética, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) facultó a la CRE para expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas eléctricas. Al respecto, el 1 de diciembre de 2017, entró en vigor la nueva metodología tarifaria. Sin embargo, la ley le otorga al Ejecutivo y por Acuerdo a la SHCP la posibilidad de determinar tarifas distintas para los usuarios residenciales. Por lo que, hasta diciembre de 2018, la SHCP fue la que determinó las tarifas eléctricas para los usuarios residenciales y agrícolas.

Con la regulación de la SHCP a las tarifas domésticas, su comportamiento se restringe al esquema tarifario impuesto por la misma, independientemente del costo de generación. Las tarifas Domésticas de Bajo Consumo (DBC) están determinadas por la época del año y por la temperatura de la zona; mientras que las Domésticas de Alto Consumo (DAC) se establecen mensualmente mediante el factor de ajuste que toma en cuenta los precios de los combustibles y la inflación.

El cobro mínimo mensual para las tarifas DBC es el equivalente al consumo de 25 kWh, durante el periodo 2008-2012, el precio promedio de las tarifas para este sector pasó de 1.54 a 1.51 pesos, en

julio de 2012 hubo un cambio de base tarifaria,^{209/} lo que ocasionó que para 2013 la tarifa promedio ascendiera a 1.72 pesos por kWh, tras la implementación de la política comenzó el descenso de los precios en las tarifas y para los años 2015, 2016 y 2017 las tarifas se mantuvieron fijas todo el año para todas las categorías.

Durante el periodo 2013-2017, se registró una disminución del 15.1% en las tarifas domésticas, toda vez que, en promedio pasaron de 1.72 a 1.46 pesos por kWh consumido; no obstante, en los años de planeación de la actual política, entre 2011 y 2013, se incrementaron en 13.9%, en ese lapso pasaron de 1.51 a 1.72 pesos por kWh, debido a dos ajustes graduales, en el primer año fue del 5.3% y en el segundo del 8.2%. Hasta antes de 2011, habían oscilado entre 1.54 y 1.51 pesos por kWh. El incremento en las tarifas se observó desde el primer ajuste tarifario que se realizó en 2012, en un solo mes se incrementaron en 12.0%, pasaron de 1.50 a 1.68 por kWh, cerrado ese año en 1.71, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con el listado mensual de las tarifas domésticas, en las diferentes categorías.

* Promedio de las tarifas mensuales equivalentes al nuevo esquema tarifario.

De diciembre de 2012 a enero de 2017, se registró una disminución del 14.6% en las tarifas domésticas de bajo consumo; antes de la implementación de la actual política, las tarifas se ajustaban cada mes, conforme a la inflación y demás factores. A partir de 2015, los precios se ajustaron en el primer mes del año. Sin embargo, es importante recordar la alta dependencia de la

^{209/} Acuerdo por el que se autoriza modificar las tarifas para suministro y ventas de energía, publicado el 29 de junio de 2012.

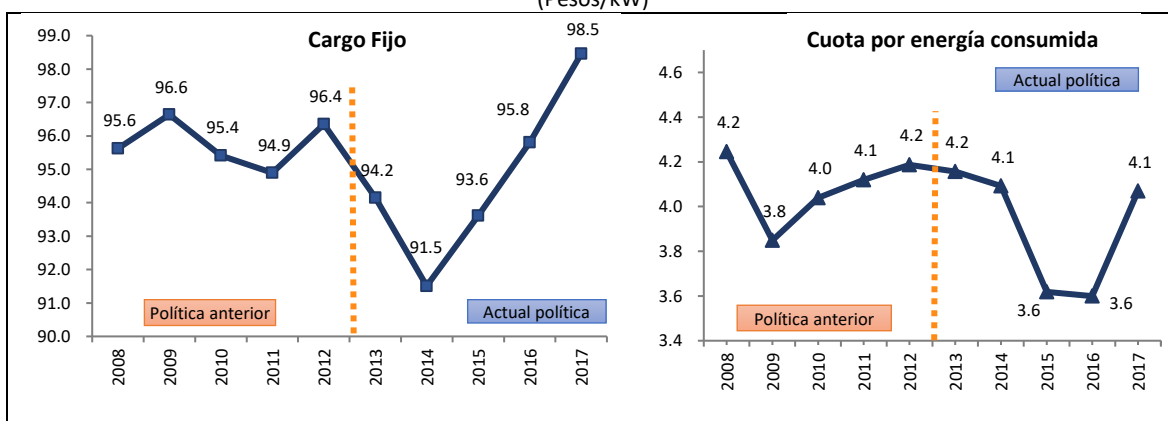
CFE para la producción de energías con tecnologías convencionales, lo cual afecta directamente en los costos de producción, por lo que el control que ejerce la SHCP sobre las tarifas, aun con el subsidio, podría inhibir que la CFE cumpla con su objetivo de ser rentable y generar valor económico. Se considera que para poder disminuir las tarifas se debe priorizar en la reducción del costo de generación, además de las mejoras en su eficiencia operativa, así como modificar la matriz de fuentes de energía utilizadas para la generación de electricidad, para que la empresa tenga la posibilidad de ser rentable.

En relación con las tarifas domésticas de alto consumo (DAC) se cobra un cargo fijo mensual, que es modificado según el factor de ajuste que determina la CRE, y una cuota por consumo de energía que difiere por temporada y por región, por lo que su cobro mínimo mensual es el cargo fijo más el consumo equivalente a 25 kWh; este sector de consumo no se encuentra subsidiado. El cargo fijo, de las tarifas en esta clasificación, presentó los cambios más significativos, en función de las variaciones en los precios de los combustibles, al igual que sucede con las tarifas industriales y comerciales, cuyos precios se alinean a las nuevas reglas de operación del mercado eléctrico.^{210/}

Durante el periodo 2013-2017, el cargo fijo de la tarifa DAC se incrementó 4.3 pesos, al pasar de 94.2 a 98.5, la cuota por energía consumida no registró cambios significativos, alcanzando un máximo de 4.2 pesos por kWh y un mínimo de 3.6, durante el periodo, como se muestra a continuación:

^{210/} Con la implementación de la política se permite que generadores y suministrador calificado pacten, al cual se venderá y comprará la energía eléctrica para poder disminuir los precios y dar confiabilidad al suministro. Con respecto al cobro por energía consumida se determina tomando en cuenta el periodo, la región y la temporada del año.

EVOLUCIÓN DEL CARGO FIJO Y LA CUOTA POR ENERGÍA CONSUMIDA EN EL SECTOR
 DOMÉSTICO DE ALTO CONSUMO (DAC), 2008-2017*
 (Pesos/kW)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con el listado mensual de las tarifas domésticas de alto consumo, en las diferentes categorías.

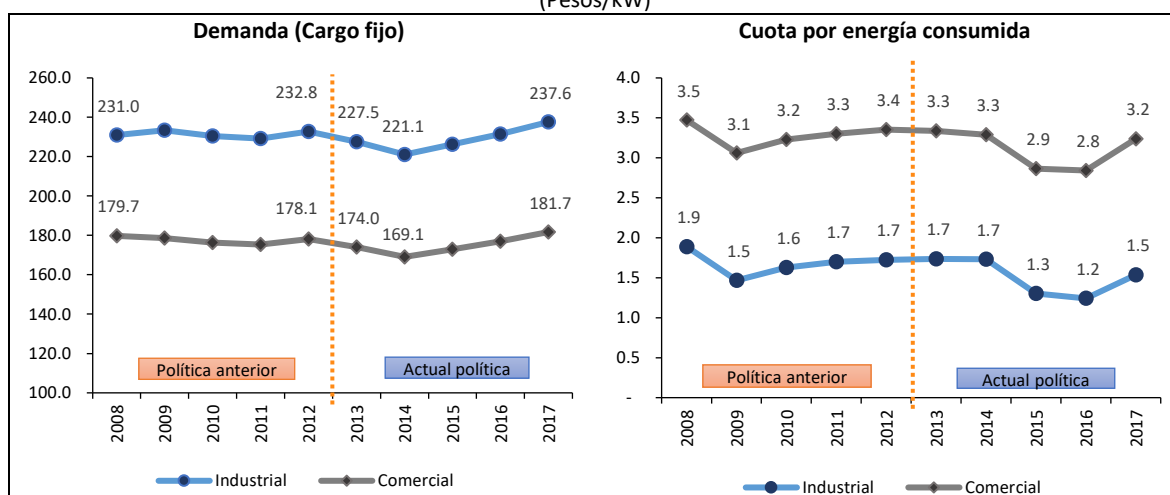
* Promedio de las tarifas mensuales equivalentes al nuevo esquema tarifario, a valores de 2017.

La tendencia observada en el cargo fijo entre las tarifas DAC es similar a la del cobro por demanda de los sectores industriales y comerciales, debido a que se determinan con base en los precios del combustible y la inflación. En el caso de las tarifas del sector agrícola y alumbrado público, dentro del periodo de análisis, se han incrementado por el factor de ajuste acumulativo que tienen las tarifas desde el 2003; sin embargo, el sector agrícola cuenta con subsidio por parte de la SHCP.

Los sectores industrial y comercial tienen las tarifas más altas; para su cobro, se establece una demanda de energía, que se determina mediante los cargos por servicios conexos no incluidos en el MEM, costos de generación, transmisión, distribución, operación del suministrador y operación del CENACE, más el cargo por consumo.

En los gráficos siguientes se muestra la evolución de las tarifas de los sectores industriales y comerciales, registrados en el periodo previo y posterior a la nueva política.

EVOLUCIÓN DE LAS TARIFAS EÉCTRICAS DEL SECTOR INDUSTRIAL Y COMERCIAL, 2008-2017*
 (Pesos/kW)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información proporcionada por la CFE, relacionada con el listado mensual de las tarifas no domésticas, en las diferentes categorías.

NOTA: Las tarifas comerciales incluyen los promedios de PDBT y GDBT y las industriales la GDMTH, GDMTO, DIST y DIT.

* Promedio de las tarifas mensuales equivalentes al nuevo esquema tarifario, a valores de 2017.

Las fluctuaciones que se presentan en el precio de “demanda” se ven influenciadas en mayor medida por el costo de generación, ya que éste representa el 63.4% de la tarifa final y éste, a su vez, por los cambios en los precios de los combustibles, los cuales, a partir de 2014, se incrementaron en la misma proporción.

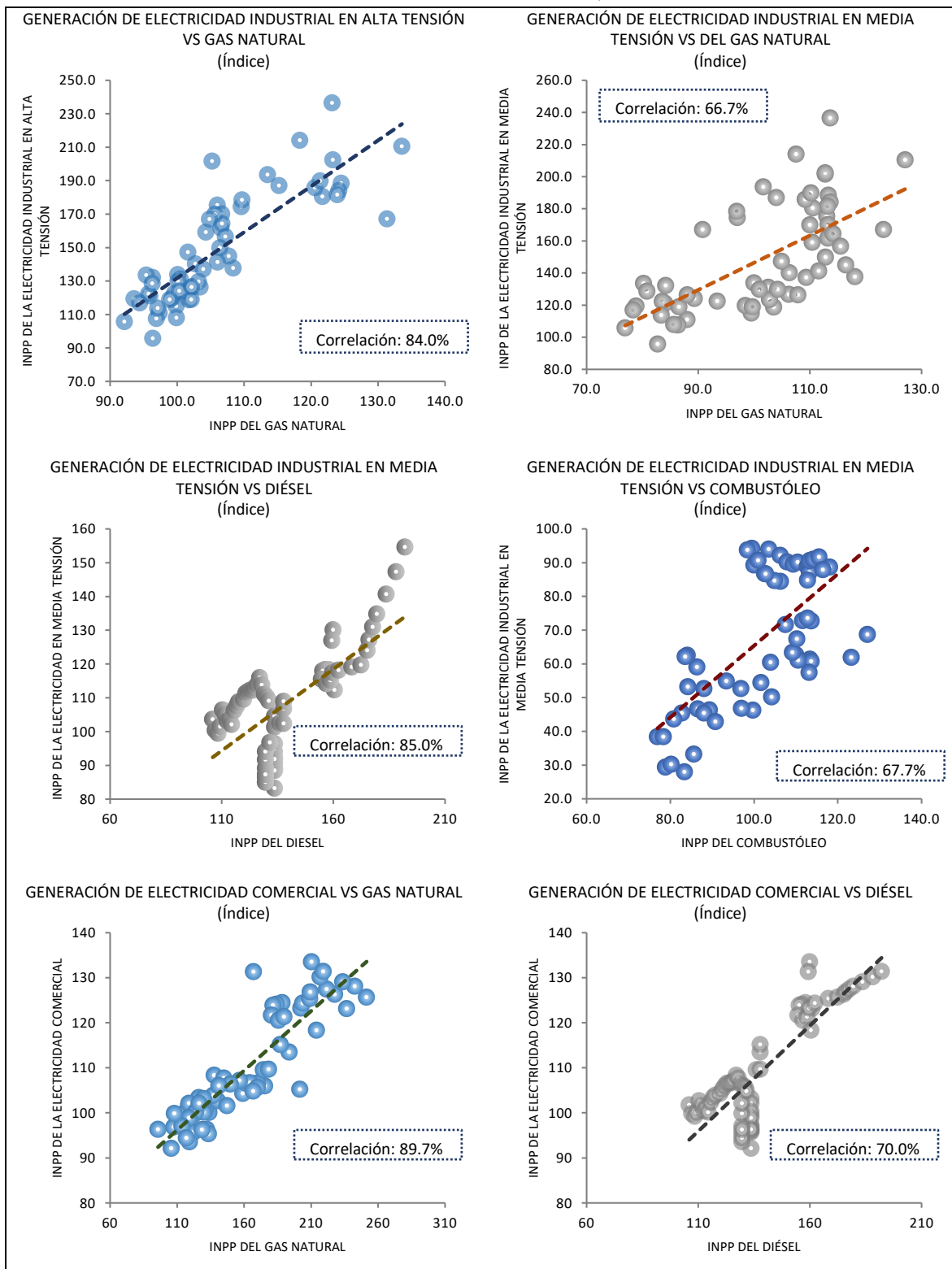
Considerando un cobro mínimo mensual, ^{211/} a 2017 las tarifas industriales se incrementaron en 1.9%, al pasar de 270.0 pesos en 2013 a 275.1 pesos en 2017, ^{212/} lo cual dependió principalmente del incremento en el cargo fijo ^{213/} (del 4.4%), que pasó de 227.5 a 237.6 pesos, en el periodo referido. Es el mismo caso de las comerciales, cuyo incremento fue similar al de las industriales, en 2017, el cobro mínimo mensual habría sido de 261.7 pesos, 2.0% más que en 2013, de 256.5 pesos. Siendo el costo de generación el que mayormente influye en el precio de las tarifas del sector industrial, comercial y DAC, de manera complementaria se analizó el Índice Nacional de Precios al Productor (INPP) de los costos de los combustibles y su correlación con los costos de la generación de electricidad, como se muestra a continuación.

^{211/} Considera el cargo fijo mensual, más el equivalente a 25kWh consumidos.

^{212/} Considera el costo promedio de enero a noviembre de 2017.

^{213/} Este cargo se establece con base en los costos de generación de la energía eléctrica, que fijan los generadores de electricidad.

RELACIÓN DEL ÍNDICE DE PRECIOS EL PRODUCTOR (INPP) DE LOS PRINCIPALES COMBUSTIBLES Y LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD INDUSTRIAL Y COMERCIAL, 2013-2018



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Índice Nacional de Precios al Productor del INEGI.

La ASF calculó que existe una correlación directa y positiva entre los cambios en las tarifas eléctricas, respecto de los cambios en el precio de los principales combustibles que se utilizan para su producción, tales como el gas natural, el diésel y el combustóleo, lo que indica que, si aumenta el precio del combustible, se incrementará el de la electricidad que se genera y, dado que una parte de las tarifas están en función de ese precio, los cambios en estas, se explican en parte por las variaciones en el precio de los combustibles.

El impacto que tiene el precio de los combustibles, respecto de las tarifas eléctricas, pone en riesgo la estabilidad de las mismas y, por ende, el compromiso de reducirlas, principalmente en el sector industrial y comercial. Por tanto, es necesario diversificar las tecnologías utilizadas en el proceso de generación y volverlo más eficiente para que permita reducir los gastos en combustibles. Si bien, con la actual política se priorizó el uso de gas natural, por ser más económico, existe una dependencia de este combustible con Estados Unidos, ya que el 80.0% del gas natural que se consume a nivel nacional es importado, ^{214/} lo que expone al precio del combustible a factores externos, tales como el tipo de cambio.

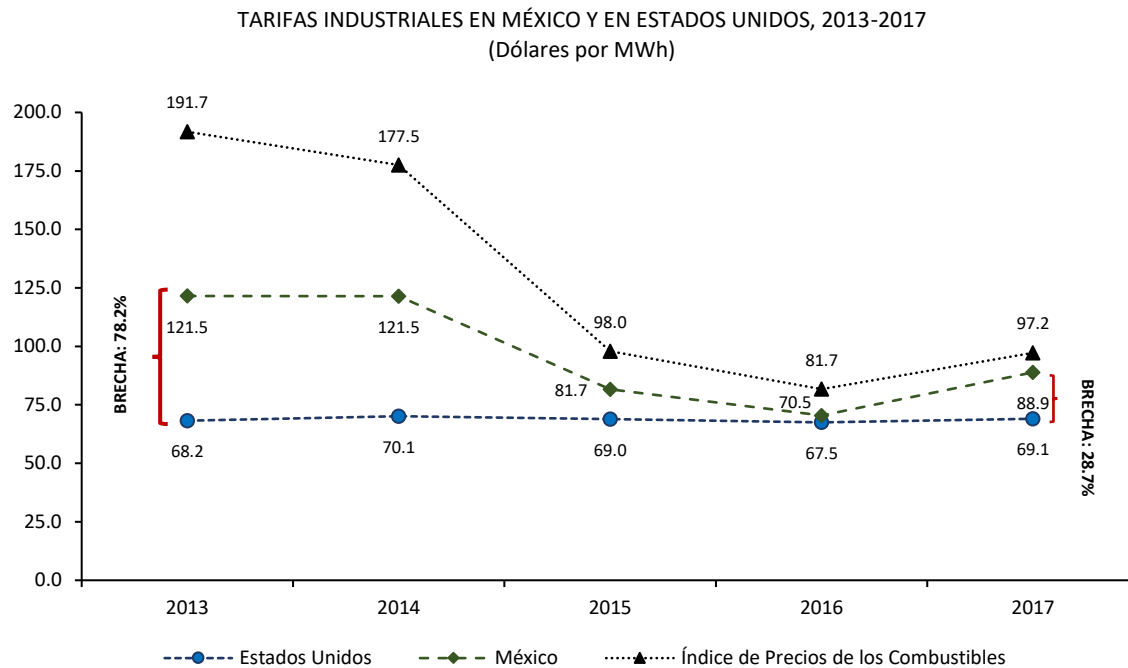
Asimismo, estos factores se agravan debido a que se estima que, en 2019, Pemex cancelará los contratos de suministro de gas natural por la falta de gas en el país, ^{215/} lo cual incrementará la dependencia a la importación de ese insumo y, en consecuencia, a los productos finales, lo que podría influir en la inflación y en el crecimiento económico, por lo que es indispensable buscar alternativas al uso de ese combustible.

Se debe destacar que, las tarifas eléctricas en México superan por mucho las de los Estados Unidos; en el primer trimestre de 2013 eran superiores en 25.0%. ^{216/} De acuerdo con la Agencia Internacional de Energía, al cierre de 2013, las tarifas industriales en nuestro país eran superiores en 78.2% y, para 2017, esa diferencia fue del 28.7%; no obstante, las tarifas en Estados Unidos tienen mayor estabilidad, como se muestra en el gráfico siguiente:

^{214/} Forbes, CNH advierte vulnerabilidad en seguridad energética por gas natural, consultado el: 20 de noviembre de 2018, disponibles en: <https://www.forbes.com.mx/cnh-advierde-amenaza-a-seguridad-energetica-del-pais-por-el-gas-de-eu/>

^{215/} El economista, Fin de contratos de gas natural prende alarmas, consultado el: 20 de noviembre de 2018, <https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Fin-de-contratos-de-gas-natural-prende-alarmas-20181115-0003.html>

^{216/} Considerando las tarifas promedio, las tarifas de E.U. se convirtieron con el tipo de cambio de 12.64 pesos/dólar. FUENTE: Explicación ampliada de la Reforma energética.



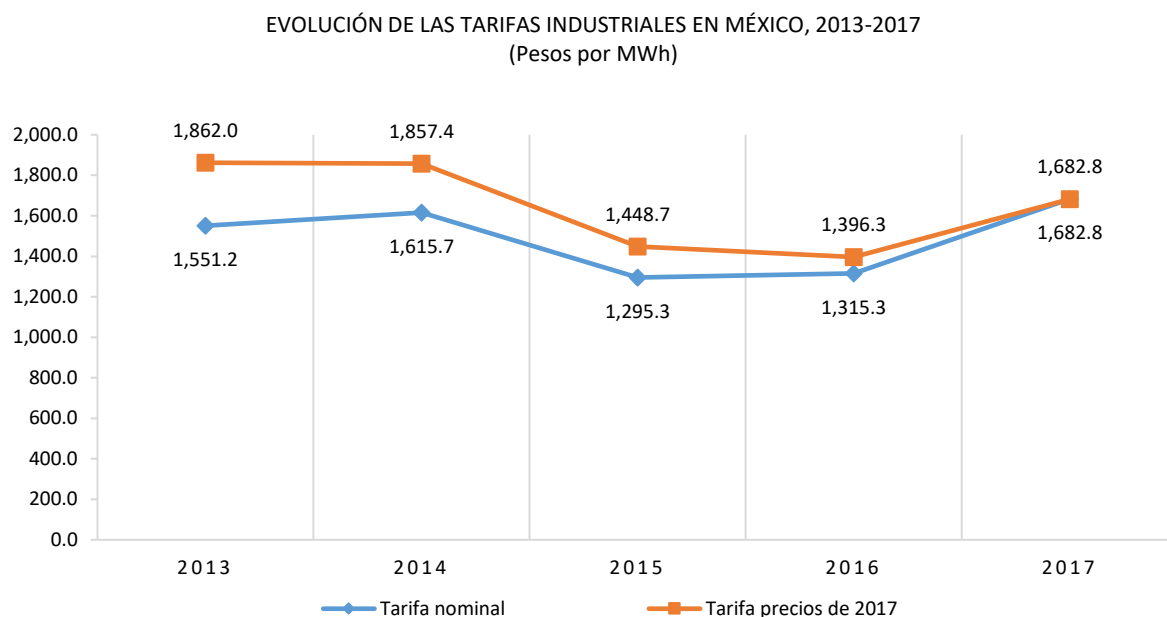
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la Agencia Internacional de Energía: Key World Energy Statistics 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017.

NOTA: El índice de precios de los combustibles incluye información hasta el primer semestre de 2017.

La disminución de la brecha de las tarifas en México, respecto de las de Estados Unidos, que se observó para los años 2015 y 2016, se explica por las reducciones en el índice de los precios de los combustibles y, por tanto, en los precios de las tarifas industriales en México; ^{217/} en la misma función, a partir de 2017, se registra un pequeño aumento tanto en el índice como en las tarifas en México. Durante el periodo 2013-2017 se observó un avance importante en términos de reducir las brechas en las tarifas industriales respecto de Estados Unidos, dado que dicha brecha pasó de un 78.2% a 28.7%, lo que implicó una reducción de 49.5 puntos porcentuales, situación que de mantenerse podría, en el corto y mediano plazo, igualar las tarifas y convertirse en un impulso para incrementar la competitividad del país.

No obstante, considerando la evolución del tipo de cambio durante los años de análisis, se identificó que en moneda local las tarifas no registran el mismo comportamiento, como se muestra en la gráfica siguiente:

^{217/} El índice de Precios de los Combustibles del Fondo Monetario Internacional incluye los precios del petróleo crudo, el gas natural y el carbón. Consultado en: https://www.imf.org/external/np/res/commod/External_Data.xls



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la Agencia Internacional de Energía: Key World Energy Statistics 2013, 2014, 2015, 2016 y 2017.

NOTA: El tipo de cambio que se consideró fue el siguiente: 2013 (12.7675); 2014 (13.2983); 2015 (15.8542); 2016 (18.6567), y 2017 (18.9291).

Durante el periodo de análisis las tarifas en términos nominales se incrementaron en 8.5% al pasar de 1,551.2 en 2013 a 1,682.8 pesos en 2017; no obstante, en valores constantes a precios de 2017, se registró una reducción del 9.6% al pasar de 1,862.0 a 1,682.8 pesos para los años señalados; lo anterior contrasta con la reducción de 28.7% de las tarifas en dólares, pero se explica a partir de una depreciación del 48.3% en el tipo de cambio, dado que en 2013 se pagaban 12.7675 pesos por dólar, mientras que para 2017 esa cifra fue de 18.9291.

En suma, para alcanzar el objetivo de disminuir las tarifas eléctricas en México, es importante reducir los costos de generación, lo cual es complicado, mientras dependan, en gran medida, de la generación con tecnologías convencionales, pues las fluctuaciones que se presentan en las tarifas se ven influenciadas en mayor medida por los cambios en los precios de los combustibles que se utilizan para su producción, principalmente combustóleo, diésel y gas natural; además de factores externos, como el tipo de cambio. Asimismo, es necesario que la CFE implemente mecanismos financieros y operativos para mitigar los efectos de dichos factores y otros riesgos que pudieran reflejarse en las tarifas eléctricas.

3.1.3 Disminución del impacto ambiental

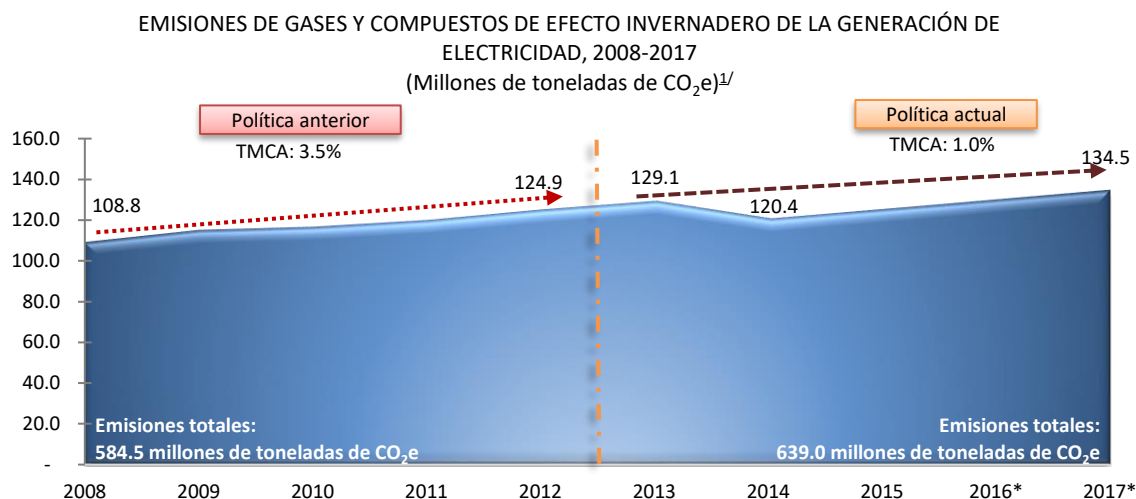
Uno de los efectos esperados de las acciones implementadas con la actual política era que se redujera el impacto ambiental que ocasiona la generación de energía eléctrica, toda vez que, alrededor del 80.0% de ésta se genera con base en la quema de combustibles fósiles, altamente contaminantes. No obstante, los responsables de la política no cuentan con parámetros para medir la evolución del impacto ambiental ocasionado por la industria eléctrica.

En virtud de ello, se realizó un estudio supletorio, mediante la revisión de la evolución de los gases y componentes de efecto invernadero producidos por el sector, ^{218/} que son reportados por el Instituto Nacional de Ecología; así como de los costos generados por ese impacto ambiental, que es calculado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía. ^{219/}

Durante el periodo 2013-2017, la generación de energía eléctrica emitió un total de 639.0 millones de toneladas de gases y compuestos de efecto invernadero (CO₂e), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido de nitrógeno (N₂O). En ese periodo, se registró un crecimiento promedio anual del 1.0%, ya que, en el primer año se emitieron 129.1 millones de toneladas de CO₂e y el último 134.5, como se muestra en el gráfico siguiente:

^{218/} El Instituto Nacional de Ecología es el encargado de medir las emisiones de los gases de efecto invernadero que se producen en el ambiente por las diferentes actividades que utilizan la quema de combustibles.

^{219/} El Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI), por medio de las Cuentas Económicas y Ecológicas de México, del Sistema de Cuentas Nacionales de México, realiza la medición del impacto ambiental del quehacer económico, que deriva del agotamiento de los recursos naturales y la degradación del medio ambiente.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero (INEGYCEI), del Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC).

^{1/} CO₂e: Gases y compuestos de efecto invernadero, considera dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido de nitrógeno (N₂O).

* Valores estimados.

A 2017, no se registró un cambio sustancial en la emisión de los gases y compuestos de efecto invernadero por la generación de energía eléctrica; toda vez que, en el periodo previo, de 2008-2012, el incremento promedio anual de emisiones fue del 3.5% y oscilaron entre 108.8 y 124.9 millones de toneladas de CO₂e. Aun con la entrada en operación de las normas para propiciar el uso de las tecnologías limpias, la intermitencia de las mismas y el incremento de la capacidad de generación con tecnologías convencionales supera por mucho la producción de energías que generan altos niveles de contaminación.

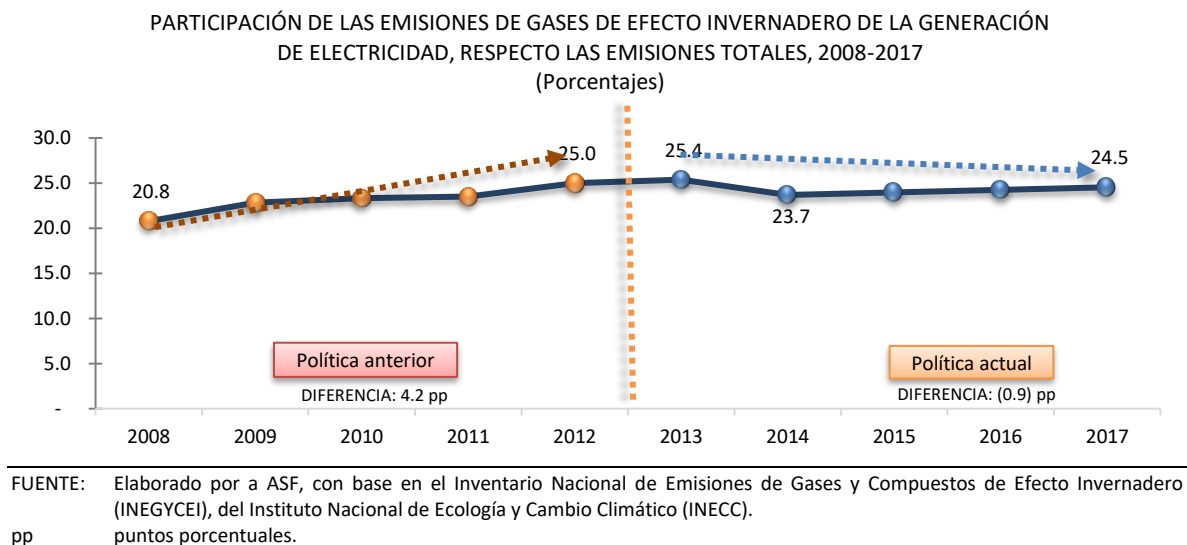
Es importante mencionar que, tan sólo en 2017, las emisiones de CO₂e generadas por las centrales eléctricas a cargo de la CFE (85.1 millones de toneladas de CO₂e) representaron el 63.3% del total de emisiones de todo el sector (134.5 millones de toneladas de CO₂e), por lo que, es importante que la comisión acelere la sustitución de las centrales eléctricas más contaminantes, uno de los puntos cruciales de la actual política; no obstante, eso requiere altos niveles de inversión y un diagnóstico ^{220/} que le permita priorizar la factibilidad de las acciones a realizar. ^{221/}

^{220/} De acuerdo con datos publicados en el diario el Economista, en febrero de 2018, con una inversión de 34.6 millones de pesos, el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) medirá el potencial eólico mexicano con el objetivo de atraer inversiones en esta tecnología, luego de inaugurar la primera etapa del proyecto Atlas Eólico Mexicano, en que participan también la SENER, la CFE y la UNAM, con el apoyo de la Universidad Técnica de Dinamarca.

^{221/} Al respecto, en el PRODESEN 2018-2032 se estimó una inversión en generación para los próximos 15 años de 1,692.0 mil millones de pesos, de los cuales el 67.0% (1,133.6 mil millones de pesos) corresponderá a la producción con fuentes limpias.

Asimismo, en un artículo de FORBES México, del 30 de enero de 2018, se señaló que, en el ámbito internacional, México se ubica en el cuarto lugar como productor de electricidad mediante fuente geotérmica y que se encuentra en el top tres de las naciones

Respecto del total de emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero en el país, durante el periodo 2013-2017, se generaron 2,622.5 millones de toneladas, por lo que las 639.0 millones de emisiones del sector eléctrico, tuvieron una participación del 24.4%; en ese periodo, la participación de las emisiones del sector descendió 0.9 puntos porcentuales, al pasar de representar el 25.4% al 24.5%, como se muestra en el gráfico siguiente:



Las diferencias anteriores no se atribuyen directamente a algún cambio significativo de las emisiones netas del sector eléctrico tras la implementación de la actual política, ya que, entre 2013-2017, el total de emisiones ese tipo de gases en el país, incrementó 1.9% en promedio anual, lo generado, mientras que en el periodo previo disminuyeron en 1.2%. ^{222/}

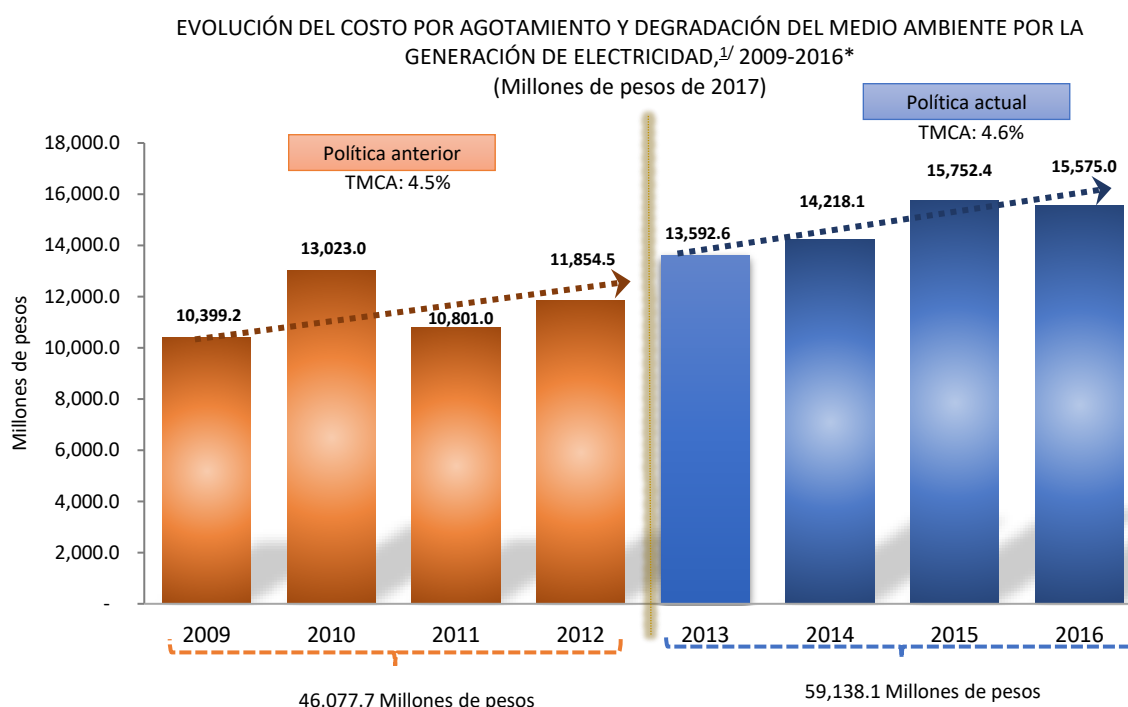
Por lo que corresponde al costo del impacto ambiental, de la información reportada por el INEGI, en las Cuentas económicas y ecológicas de México, se identificó la estimación que realiza el instituto del costo por agotamiento y degradación del medio ambiente atribuible al sector Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final, con el cual, la ASF estimó la contribución correspondiente a la generación, transmisión y distribución de electricidad. ^{223/}

más atractivas para invertir en energía solar y eólica, con lo cual pronosticó una inversión para los próximos 15 años de 119,431 millones de dólares.

^{222/} En 2012 se emitieron 499.7 millones de toneladas de CO₂e, 1.9% más, en promedio anual, que los 523.8 millones de toneladas de 2008; en 2017 se estimaron 548.6 millones de toneladas, en promedio anual, hubo un incremento del 1.2%, respecto de las 508.5 que se generaron en 2013.

^{223/} En las Cuentas económicas y ecológicas de México, del INEGI, se identificó el costo por agotamiento y degradación del medio ambiente el Sector 22 Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final, que incluye el 221 Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La proporción se realizó en función de la participación del PIB del sector 221, respecto del PIB del sector 22.

Durante el periodo 2013-2016, ^{224/} el costo estimado por agotamiento y degradación del ambiente, derivado de la generación de electricidad fue de 59,138.1 millones de pesos; ^{225/} en ese lapso, se registró un crecimiento promedio anual del 4.6%, toda vez que, en el primer año ese costo fue de 13,592.6 millones de pesos, mientras que en el último fue de 15,575.0 millones de pesos, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Cuentas económicas y ecológicas de México, del INEGI.

^{1/} Valores estimados en proporción de la contribución del PIB del sector eléctrico, respecto del PIB del sector 22 Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, suministro de agua y de gas por ductos al consumidor final.

* Último año disponible.

A 2017, el costo del impacto ambiental ocasionado por la generación de electricidad no registró una disminución respecto del periodo previo, 2009-2012, en el que el costo fue de 46,077.7 millones de pesos, inferior en 28.3% a los 59,138.1 millones de pesos que costó la generación del segundo periodo.

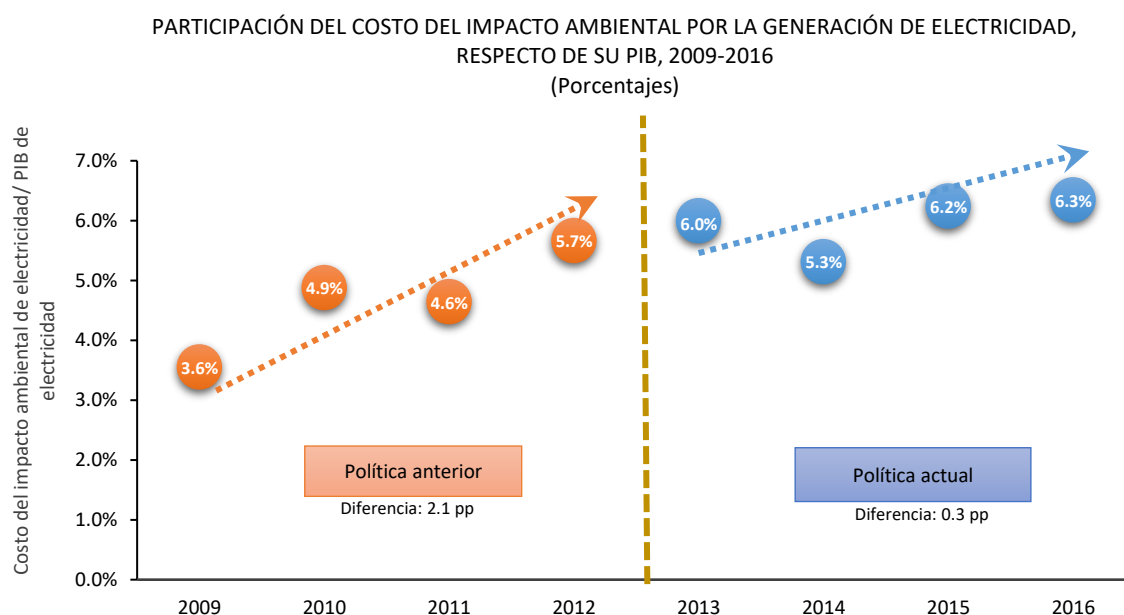
Es importante destacar que los costos antes mencionados, corresponden a una estimación del valor monetario en el que la sociedad incurre por la generación de electricidad y que al final son

^{224/} 2016 es el último año disponible para el costo del impacto ambiental.

^{225/} 8.3 veces más que los 6,344.40 millones de pesos que el presupuesto erogado entre 2013 y 2017 para la regulación de la política.

socializados, por lo que el costo lo absorbe la sociedad entera al ver reducido su bienestar ya sea por enfermedades o por pérdida de capital natural.

En 2016, por cada 100 pesos del valor generado a la economía nacional, por la producción de electricidad, se necesitaban 6.3 pesos para pagar el costo del impacto ambiental que ocasionaba, con una diferencia marginal de 0.3 pesos, respecto de los 6.0 que se necesitaban en 2013, como se muestra en el gráfico siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las Cuentas económicas y ecológicas de México, del INEGI.
 pp puntos porcentuales.

En el periodo previo a la implementación de la actual política, 2009-2012, el costo por deterioro y degradación del ambiente osciló entre el 3.6% y 5.7% del PIB del sector eléctrico, y reportó un crecimiento de 2.1 puntos porcentuales. Con la implementación de la actual política, el costo del impacto ambiental ocasionado por la generación de energía eléctrica creció, respecto del periodo previo, debido a que hubo mayor producción de electricidad; pero la diferencia que se observó entre 2013 y 2016 fue marginal, principalmente por la priorización del uso de gas natural; no obstante, el periodo analizado no fue suficiente para observar un efecto contundente ni para pronosticar una tendencia de largo plazo, aun cuando se logró minimizar el crecimiento.

En conclusión, a 2017 no se registró un cambio significativo en el impacto ambiental ocasionado por el sector, toda vez que, como se observó en el apartado de operación, el lento ritmo de la

sustitución de centrales eléctricas sigue propiciando la alta dependencia de tecnologías convencionales para la generación de energía eléctrica, que utilizan combustibles fósiles.

En términos brutos, la electricidad generada con tecnologías convencionales sigue al alza y, aun cuando en el MEM se priorice el despacho de energías limpias, la intermitencia de las energías renovables, como la eólica y la hidroeléctrica, así como el crecimiento marginal de la participación de energías limpias ocasiona que mayoritariamente se despache la energía convencional, por lo que las emisiones de gases y componentes de efecto invernadero del sector eléctrico siguen aumentando. Durante el periodo 2013-2017, se generaron 639.0 millones de toneladas, el 24.4% del total de emisiones de origen antropogénico del país.

Entre 2013 y 2016 (último año disponible), el costo del impacto ambiental, considerado como el valor monetario estimado que absorbe la sociedad por el agotamiento y degradación del medio ambiente, ascendió a 59,138.1 millones de pesos y, en 2016, por cada 100.0 pesos que el sector eléctrico contribuía al crecimiento de la economía, 6.3 pesos correspondían al costo por el agotamiento y la degradación del medio ambiente.

3.1.4 Cobertura universal

Otro de los efectos esperados de la política vigente consiste en incrementar la cobertura del servicio eléctrico hasta lograr que sea universal, de acuerdo con el Gobierno Federal, en 2012 la electrificación del país era del 98.0%, debido a que existían rezagos en algunas zonas rurales y urbanas marginadas; el 2.0% que no contaban con el servicio representa 2.2 millones de personas.

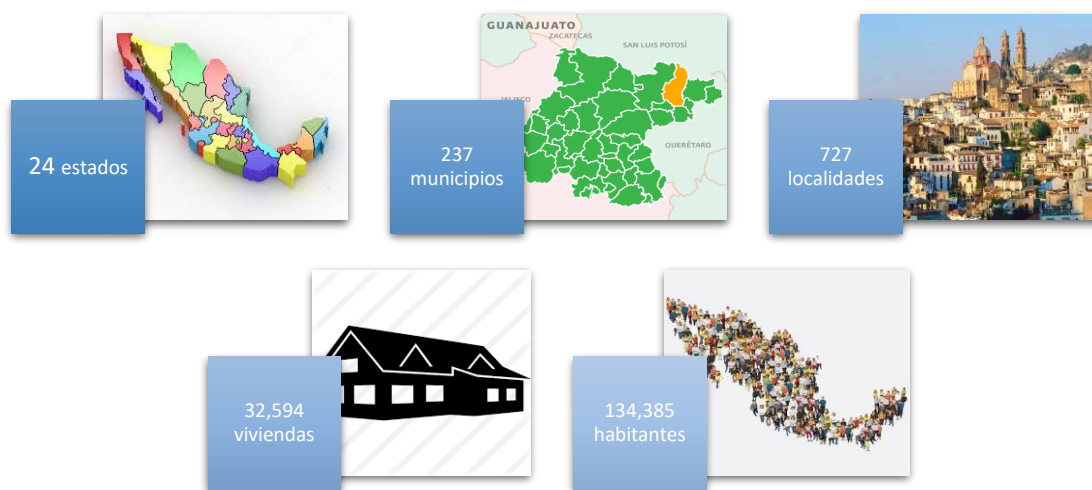
En la encuesta Intercensal del INEGI, se identificó que, en 2015 en el país habían 31,924.8 miles de viviendas particulares habitadas, de las cuales el 98.7% (31,516.3 miles de viviendas) disponían de energía eléctrica, el 1.0% (326.8 miles de viviendas) no contaban con el servicio y el 0.3% (81.8 miles viviendas) no se especificó.

Como se analizó en el apartado de regulación, para avanzar en la electrificación de esas zonas se creó el Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE), mediante el cual, se realizan acciones de extensión de redes de distribución e instalación de sistemas aislados. Las localidades beneficiadas, se encuentran señaladas en la Relación de Localidades publicada por los responsables del Fondo, y son seleccionadas con base en información proporcionada por el INEGI, el Consejo Nacional de

Evaluación de la Política de Desarrollo Social (CONEVAL), además, de los gobiernos estatales y municipales.

A 2017, por medio del componente de redes de distribución, se beneficiaron 32.6 miles de viviendas distribuidas en 727 localidades y 24 entidades federativas, como se muestra a continuación:

OBRAS REALIZADAS POR EL FONDO DE SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO EN 2017
 POR MEDIO DEL COMPONENTE DE REDES DE DISTRIBUCIÓN



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información del Fondo del Servicio Universal Eléctrico proporcionada por la SENER.

Para medir el efecto del FSUE, en sus reglas de operación se estable el indicador “porcentaje de viviendas electrificadas”, mismo que se calcula como sigue:

$$\text{Porcentaje de viviendas electrificadas} = \frac{\text{Número de viviendas electrificadas por el FSUE}}{\text{Número de viviendas sin electricidad (INEGI)*}} \times 100$$

* El número de viviendas de electricidad del INEGI se toma de la encuesta censal o intercensal más reciente publicada por el instituto.

Con el avance en la implementación del FSUE, a 2017 se obtiene el resultado siguiente:

$$\text{Porcentaje de viviendas electrificadas} = \frac{32.6}{326.8} * 100 = 10.0\%$$

En 2017, se logró un avance del 10.0% en la electrificación de las viviendas que, de acuerdo con el INEGI, en 2015 no contaban con el servicio, con ello, el porcentaje de viviendas electrificadas ascendió al 98.8%. En términos del número de habitantes, la SENER informó que, con la electrificación de las 32.6 miles de viviendas, se benefició a 134.4 miles de personas, que

representan el 6.1% de los 2,200.0 miles de personas que fueron identificadas, en 2012, como carentes del servicio.

Para el 2018, se estableció una meta del 99.0% de cobertura eléctrica nacional y dotar del servicio al total de comunidades aisladas, hasta llegar al 100.0%. ^{226/} Para lo cual, en el Programa quinquenal del FSUE, la SENER programó beneficiar, durante ese año, a 112.3 miles de viviendas en donde habitan 457.5 miles de personas, por medio de la segunda y tercera etapa de las redes de distribución y de la primera, segunda y tercera etapa de los sistemas aislados.

Con base en lo anterior, el total de viviendas beneficiadas en 2017 representa el 29.0% de las viviendas que el FSUE tiene proyectas por electrificar en 2018, lo que significa que se tiene un avance positivo hacia la cobertura universal. Asimismo, el incremento en las viviendas beneficiadas es congruente con el aumento de los recursos del fondo; toda vez que, como se muestra en el apartado de regulación, el saldo disponible del fideicomiso pasó de 1,509.4 millones de pesos, en diciembre de 2017, a 2,751.1 millones de pesos al 31 de marzo de 2018, lo que significó una variación del 82.3%, debido, principalmente, a las aportaciones por pérdidas técnicas del mercado eléctrico mayorista.

No obstante, los avances que se han realizado por el FSUE, dar acceso a la población restante del país al servicio es un reto difícil, ya que, de acuerdo con la Comisión Federal de Electricidad, existen viviendas que se encuentran en zonas lejanas e inaccesibles, son asentamientos irregulares en zonas inseguras y la provisión del servicio es más cara.

En conclusión, al cierre de 2017, el FSUE había beneficiado al 10.0% de las viviendas que no contaban con servicio eléctrico, lo que contribuyó a que el porcentaje de viviendas electrificadas aumentara al 98.7% respecto del 98.7%, registrado por el INEGI en 2015. Sin embargo, alcanzar la meta de un México cien por ciento iluminado es un proceso lento, debido a las características sociodemográficas y geográficas de la población objetivo.

^{226/} Secretaría de Energía (13 de noviembre de 2017). 99 por ciento de cobertura eléctrica nacional en 2018: PJC. [Comunicado de prensa]. Disponible: <https://www.gob.mx/sener/prensa/99-por-ciento-de-cobertura-electrica-nacional-en-2018-pjc>, consultado el 23 de octubre de 2018.

3.1.5 Rentabilidad y generación de valor económico por la CFE

Como ya se ha mencionado, con la separación de la CFE en Empresas Subsidiarias del Estado (EPS), se busca que éstas compitan entre ellas en igualdad de condiciones, así como con las demás empresas que participen en el mercado, y que la CFE fuera competitiva en el sector eléctrico, por medio de empresas especializadas en cada una de las actividades de generación, transmisión, distribución y suministro. Considerando lo anterior, el objetivo esperado es que la empresa sea rentable y genere valor económico para el Estado, tras el fortalecimiento de sus actividades sustantivas, mediante las EPS. No obstante, del análisis de la estricta separación legal y financiera, se concluyó que la CFE no cuenta con información concluyente respecto de la forma en la que este proceso le permitirá ser rentable y generar valor económico.

Asimismo, en el análisis del apartado de Gobierno Corporativo de la CFE se identificó la carencia de métricas para medir el cumplimiento del objetivo de la empresa relativo a ser rentable y generar valor económico para el Estado, por lo que en el resultado del desempeño financiero de la EPE la ASF, utilizó las razones de rentabilidad ROA (Utilidad del ejercicio / Activos totales) y ROE (Utilidad del ejercicio / Capital Contable), concluyendo que en materia de rentabilidad la CFE mejoró su posición al pasar de valores negativos a positivos.

Por lo que se refiere a la generación de valor económico en favor del Estado, en las auditorías de desempeño de las nueve empresas subsidiarias de la CFE, realizadas por la ASF, en la Cuenta Pública 2017, ^{227/} se utilizó la métrica financiera denominada "Valor Económico Agregado" (EVA por sus siglas en inglés), que mide el desempeño financiero de una empresa y cuantifica la generación de riqueza; ésta se calcula deduciendo su costo de capital, de la utilidad operativa ajustada por impuestos.

Con esas auditorías, se determinó que, en el primer año de operación, de las nueve empresas, cinco no registraron rentabilidad; cuatro fueron rentables, aunque de manera inferior a su costo

^{227/} Auditorías: 527-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I; 1690-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II; 1691-DE - Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III; 1692-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV; 1693-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V; 1694-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI, 528-DE Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión; 1695-DE - Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución y 526-DE Rentabilidad de la subsidiaria de suministro de energía eléctrica de la CFE.

promedio ponderado de capital, y ninguna estuvo en condiciones para generar valor económico agregado. ^{228/}

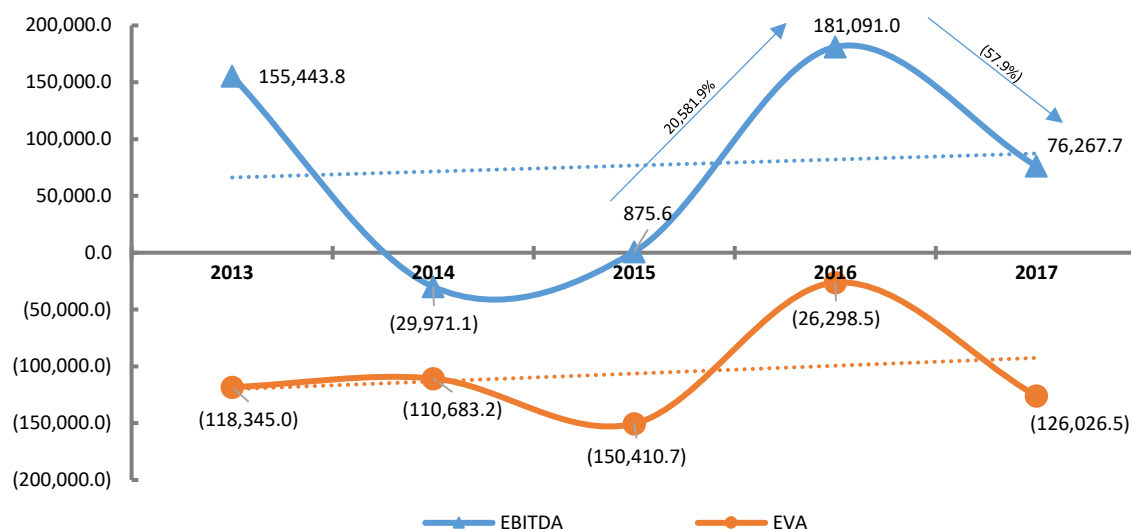
Asimismo, en el desarrollo de la presente evaluación, la ASF analizó los estados financieros de la CFE consolidados, y concluyó que, durante el periodo 2013-2017, el desempeño financiero de la CFE mejoró debido a un incremento en su margen operativo de utilidad del 210.0%, al pasar de una pérdida de 18,728.1 mdp a una utilidad de 20,604.5 mdp, situación que se refleja en una evolución favorable en el Rendimiento sobre activos (ROA) y el Rendimiento sobre patrimonio total (ROE), dado que dichas razones se incrementaron en 305.4% y 181.8%, respectivamente; la disminución en el costo integral de financiamiento del 42.2%, además de un CAPEX de 389,584.9 millones de pesos.

Destaca también el hecho de un aumento de su activo en 39.9%, mientras que su pasivo lo hizo marginalmente, en 0.7%, con lo cual su patrimonio se acrecentó en 251.3%, y la disminución de 28.3% del pasivo laboral, al pasar de 504,260.8 mdp a 361,780.3 mdp en el mismo periodo; no obstante, la Comisión no ha logrado generar valor económico para el Estado.

En términos de la capacidad de la empresa para generar beneficios o ingresos, considerando únicamente su actividad productiva, se analizó el indicador "Beneficio antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones (EBITDA)", determinando que, en el periodo 2013-2017, ese flujo de efectivo disminuyó en 50.9%, al pasar de 155,443.8 a 76,267.7 millones de pesos. Asimismo, se revisaron los resultados del indicador del Valor Económico Agregado (EVA); en el mismo periodo la empresa pasó de un valor negativo de 118,345.0 a 126,026.5 millones de pesos. La comparación de los resultados obtenidos en los indicadores EBITDA y EVA, se muestran a continuación.

^{228/} Las EPS de Generación I, III, V y VI, y la EPS de suministro básico, no estuvieron en condiciones de ser rentables ni de generar valor económico, debido, principalmente, a las pérdidas en su patrimonio y sus pasivos laborales, además de que, en algunos casos, sus ingresos netos de operación antes de impuestos fueron negativos y no generaron un margen de operación suficiente para cubrir el rendimiento mínimo esperado por el capital invertido en las empresas. En los casos de las EPS de Generación II, Generación IV, Transmisión y Distribución, se encontró que tuvieron una rentabilidad inferior a su costo promedio ponderado de capital.

COMPARACIÓN DE LOS INDICADORES EBITDA Y EVA DE CFE CONSOLIDADO, 2013-2017
 (Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base los estados financieros dictaminados de la CFE, correspondientes a los ejercicios 2013-2017.

En el periodo analizado, se observa que, con excepción de 2014, el EBITDA de la CFE, entendido como el beneficio bruto de explotación, calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros, como intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones consolidado, es positivo debido a que sus ingresos, antes de impuestos, fueron superiores a la suma de sus costos de producción y gastos generales. Aun cuando, en 2015, esa diferencia fue marginal, logró incrementar su EBITDA poco más de 200 veces, pero al primer año de operación como EPS descendió en 57.9%.

En contraste, en el Valor Económico Agregado (EVA), la empresa no ha estado en posibilidades de generar valor económico debido a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) han sido insuficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos / operativos, por lo que no alcanzan el rendimiento requerido para el Estado considerando la tasa social de descuento publicada por la SHCP.

En suma, durante el periodo analizado la CFE mejoró sus indicadores de rentabilidad al pasar de valores negativos a positivos; sin embargo, después de cubrir el interés de todas sus partes acreedoras, la CFE pierde sus posibilidades de generar valor económico; asimismo, la capacidad que tiene para producir por medio de tecnologías convencionales, incrementa sus costos de operación

en función de los factores externos relacionados con los precios de los combustibles. Además, como se analizó en el apartado de operación, las deficiencias en materia de transmisión y distribución ocasionan pérdidas de energía, mismas que no permiten incrementar sus ingresos netos de operación.

Por tanto, mientras la CFE no implemente estrategias para reducir sus costos de producción, mejore y amplíe su infraestructura de transmisión y distribución, reduzca los niveles de energía perdida y alcance la competitividad en el MEM para competir por los grandes usuarios, dado que son los clientes más rentables, la empresa no se encontrará en posibilidades de ser rentable y generar valor económico para el Estado.

3.2 Fines

3.2.1 Oferta y demanda

Uno de los fines de la política de electricidad, tras la implementación de las estrategias de conducción, regulación y operación, consiste en incrementar la oferta de la energía eléctrica a modo que sea suficiente para atender la creciente demanda del país; de esta manera las acciones de la política debían orientarse a que la capacidad de generación creciera acorde con la demanda esperada.

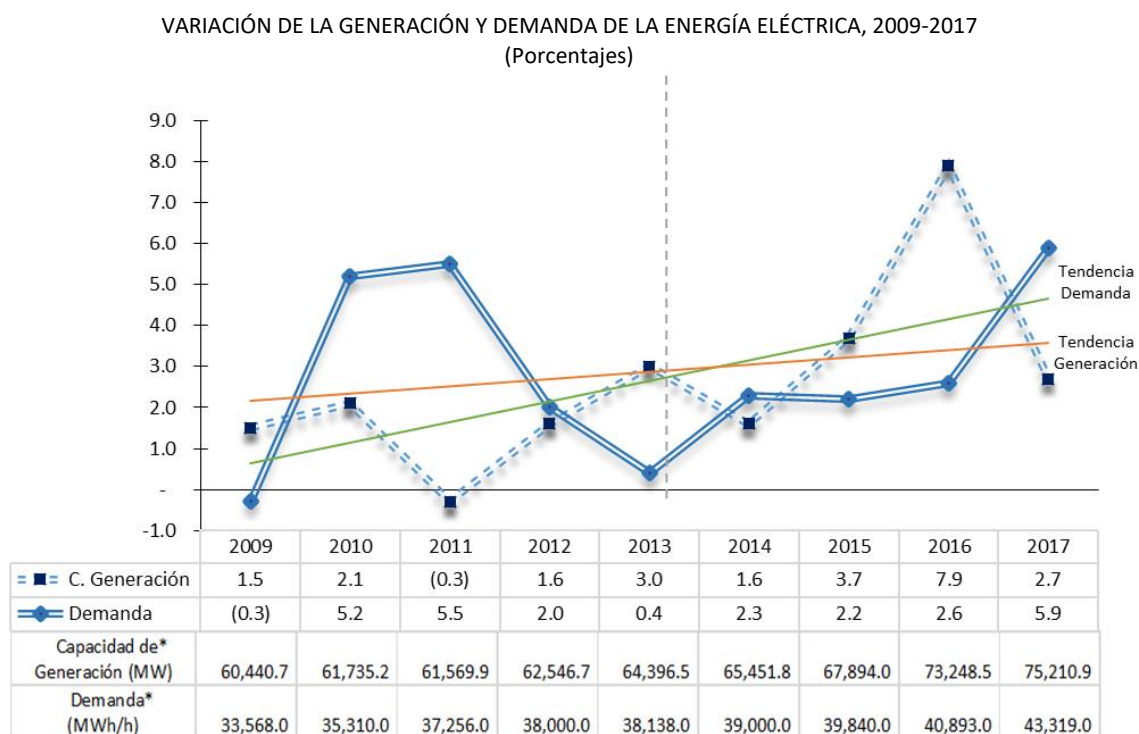
Como resultado de la ejecución de la política actual, se fomentó la entrada de participantes privados al proceso de generación de energía eléctrica; además, se buscó optimizar los procesos de transmisión, distribución y comercialización, a fin de subsanar las finanzas de CFE, así como de avanzar con el abastecimiento de energía eléctrica en el país.

En el periodo previo a la implementación de la actual política, la demanda de electricidad, creció en 3.1% en promedio anual, al pasar de 33,680.0 MWh, en 2008, a 38,000.0 MWh, en 2012. Durante el periodo 2013-2017, la demanda de energía se incrementó en 3.2% en promedio anual, al pasar de 38,138.0 a 43,319.0 MWh; por lo que la velocidad de crecimiento en la demanda tras la implementación de la actual política tuvo un cambio marginal, respecto de la del periodo previo.

En ese sentido, se analizó si el Sistema Eléctrico Nacional ha tenido la capacidad suficiente de generación para hacer frente a la demanda de energía en el sector; en términos absolutos, de 2008 a 2012, la capacidad instalada para la generación tuvo un incremento promedio anual del 1.2%, al

pasar de 59,573.5 a 62,546.7 MW; mientras que, en el periodo 2013-2017, el crecimiento promedio anual fue del 4.0%, al pasar de 64,396.5 a 75,210.9 MW.

Para analizar de manera más específica la capacidad del sector eléctrico para ofertar la energía eléctrica, conforme a su demanda, a continuación, se presenta el crecimiento que ha tenido la capacidad de generación en comparación con el de la demanda, antes y después de la implementación de la actual política.

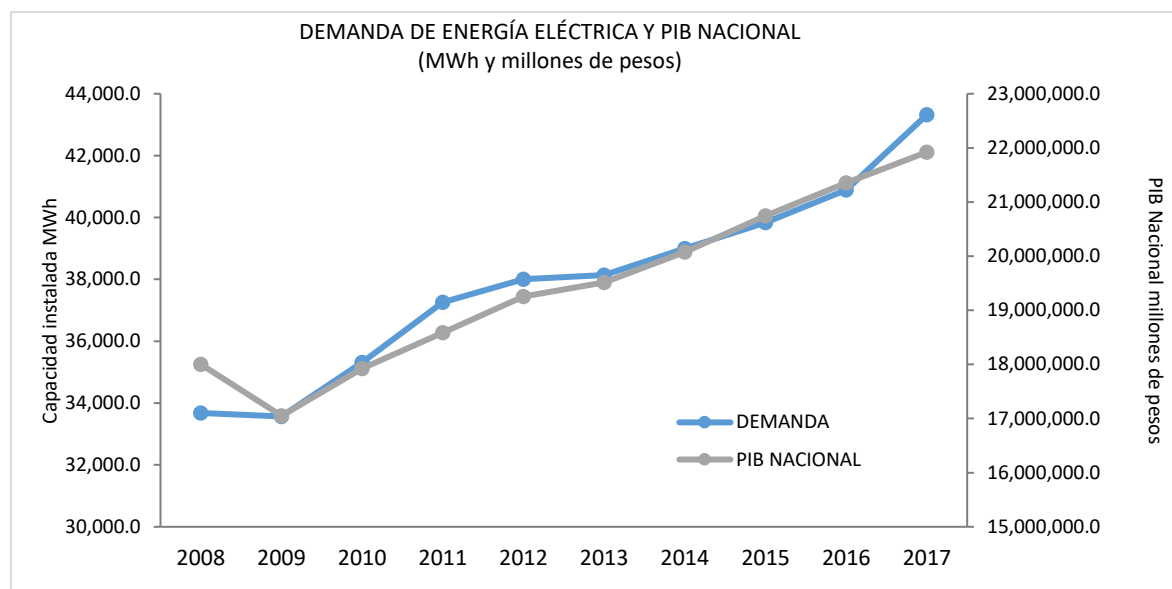


FUENTE: Elaborada por la ASF, con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía.

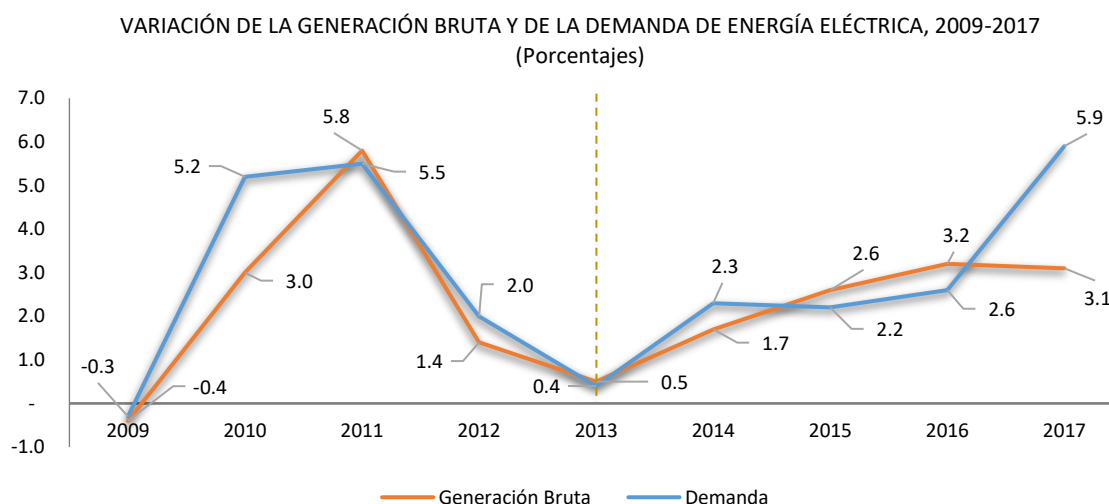
En la gráfica anterior se muestra que, tanto la demanda de energía eléctrica, como la capacidad de generación han tenido una tendencia al alza. Sobresale el comportamiento de 2016, cuando la capacidad de generación presentó su crecimiento más importante, ya que se incrementó en 4.2 puntos porcentuales entre 2015 y 2016, pasando de 3.7% a 7.9%.

De acuerdo con la SENER, en el PRODESEN 2018-2032, los pronósticos de demanda y consumo de la electricidad resultan relevantes para elaborar la planeación en cuanto a la infraestructura eléctrica necesaria, para ello, utiliza variables estadísticas, tales como, la población, el precio medio de electricidad anual y el número de usuarios finales. No obstante, una variable importante en el

comportamiento de la demanda de energía eléctrica, es el PIB nacional, como se muestra a continuación:



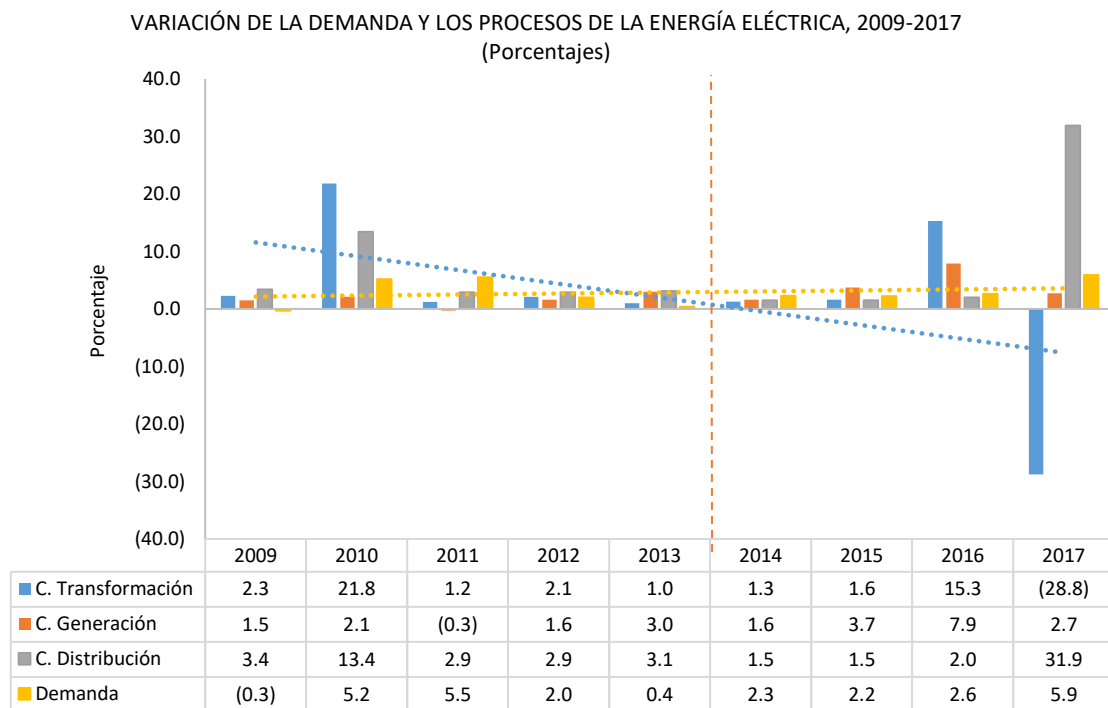
En términos de la energía generada, en el periodo 2008-2012, se registró un incremento promedio anual del 2.4%, al pasar de 267,697.5 a 294,835.6 GWh; mientras que, de 2013 a 2017, el crecimiento promedio anual fue del 2.7%, al pasar de 296,357.5 a 329,162.3 GWh. Para analizar si el comportamiento de la energía generada fue acorde a la demanda en el sector, se realizó una comparación de las variaciones registradas año con año, como se muestra a continuación.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía.

En años previos a la política de energía eléctrica y hasta 2016, la variación en el crecimiento de la generación bruta máxima y la de la demanda de energía mostraron un comportamiento similar. No obstante, en 2017 se puede observar un cambio significativo toda vez que, la demanda de energía eléctrica se incrementó de manera atípica, 3.3 puntos porcentuales respecto del año anterior. Se debe recordar que en términos absolutos la capacidad de generación se ha incrementado de manera constante, por lo que el sector está en condiciones de atender la demanda.

La atención a la demanda de energía eléctrica, depende también de las capacidades de transmisión y distribución, las cuales se analizaron en relación con el crecimiento de la demanda, como se muestra a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información proporcionada por la Secretaría de Energía.

Antes de la implementación de la política, la capacidad de transformación presentaba el mayor crecimiento respecto de las capacidades de generación y distribución; sin embargo, entre 2016 y 2017 se registró una disminución de 28.8 puntos porcentuales, mientras que la capacidad de distribución tuvo el efecto contrario, creció 31.9 puntos porcentuales en el mismo periodo, debido, principalmente, a la reasignación de activos a las subsidiarias CFE- Transmisión y CFE-Distribución.

Es importante señalar que el crecimiento desigual entre ambas capacidades podría suponer un riesgo para el abastecimiento del servicio, puesto que, como se mostró en el apartado de operación,

existen regiones del país que presentan un alto grado de saturación en las líneas de transmisión y distribución, lo que conlleva a que pudieran surgir problemas para llevar energía a los puntos donde se requiera. Por esto, se requiere que, además de la capacidad para generar electricidad, las de transmisión y distribución deben estar en condiciones para hacer frente a la demanda de energía eléctrica.

En conclusión, durante el periodo 2013-2017, la demanda de energía se incrementó en 3.2% en promedio anual, al pasar de 38,138.0 a 43,319.0 MWh; esto representó un cambio marginal respecto del crecimiento en el periodo previo a la implementación de la actual política que fue del 3.1% en promedio anual, al pasar de 33,680.0 MWh, en 2008, a 38,000.0 MWh, en 2012. En términos de la energía generada, en el periodo 2008-2012, se registró un incremento promedio anual del 2.4%, al pasar de 267,697.5 a 294,835.6 GWh, mientras que, de 2013 a 2017, el crecimiento promedio anual fue del 2.7%, al pasar de 296,357.5 a 329,162.3 GWh.

Por tanto, con el análisis de las variaciones de la capacidad de generación, se determinó que su crecimiento fue acorde el de la demanda de energía; no obstante, existen diferencias significativas en el comportamiento de las capacidades de transmisión y distribución, además de que se presentan saturaciones en las líneas, que provocan pérdidas de energía; mismas que deben ser atendidas, a fin de que el suministro del servicio no se vea afectado.

3.2.2 Cumplimiento de metas señaladas en la reforma

A partir de las modificaciones normativas que resultaron de la reforma energética en la materia, se propuso determinar el grado de avance en el cumplimiento de las metas específicas propuestas por el Estado y realizar el análisis prospectivo, para conocer la posibilidad de su cumplimiento, las metas relacionadas con el sector electricidad se enlistan a continuación:

Meta	Año de cumplimiento
Incrementar la generación de Energías Limpias al 35.0% del total producido	2024
Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico	2018
Generar cerca de tres puntos porcentuales más de crecimiento económico	2025
Crear cerca de 500.0 miles de empleos adicionales	2018
Crear cerca de 2,500.0 miles de empleos adicionales	2025

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos del 12 de agosto 2013.

Las metas establecidas abarcan tres temas principales: generación con energías limpias, crecimiento económico y generación de empleos; a continuación, se abordan las metas por tema.

a) Incrementar la generación de Energías Limpias

El uso de fuentes limpias para la generación de electricidad es un tema que ha cobrado relevancia con el paso de los años, ello se ve reflejado en el incremento del 20.2% en la capacidad instalada, que pasó de 62,546.7 MW a 75,210.9 MW, durante el periodo 2012-2017, al inicio del periodo referido la capacidad instalada de las tecnologías convencionales representó el 74.2% (46,422.5 MW) del total, mientras que la instalada con tecnologías limpias fue del 25.8% (16,124,2 MW); para 2017, la capacidad con fuentes convencionales se incrementó en 14.9% y la de fuentes limpias en 35.5% ; el incremento en la capacidad del segundo tipo influye favorablemente en la generación de energía limpia.

En este sentido, para 2017 es preciso analizar la tendencia, a fin de conocer el avance en el cumplimiento de las metas específicas propuestas por el Estado, en este caso la de generación de electricidad con energías limpias que se muestra a continuación:

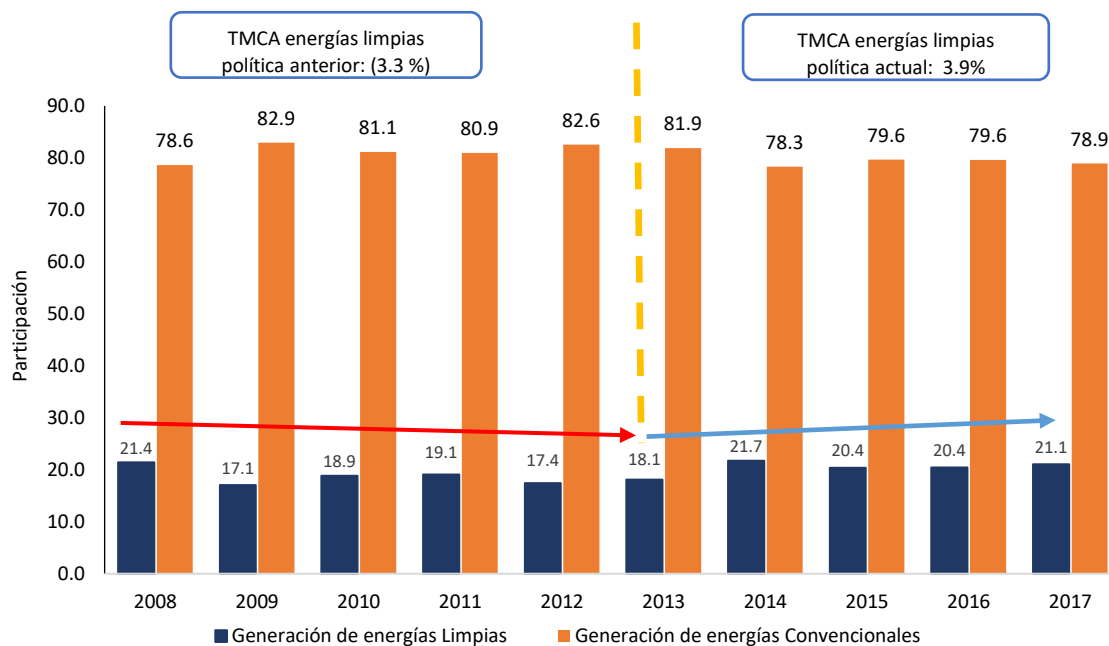
META PARA LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES LIMPIAS

Meta	Año de cumplimiento
Incrementar la generación de Energías Limpias al 35.0% del total producido	2024

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos del 12 de agosto 2013.

Con la finalidad de determinar el avance en el cumplimiento de la meta señalada, se analizó el comportamiento del porcentaje de participación para la generación de electricidad por tipo de fuente, como se muestra a continuación:

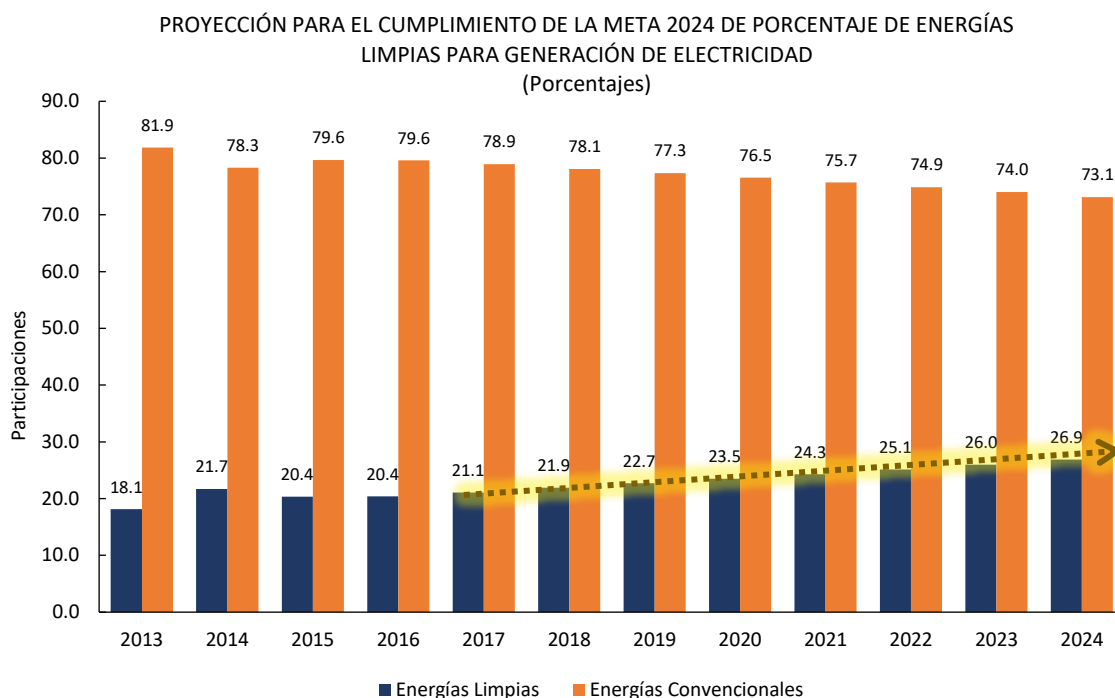
PORCENTAJE DE GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE FUENTE, 2008-2017
 (Porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de las Centrales eléctricas y generación por tipo de tecnología 2008-2018 proporcionada por la SENER.

Como se muestra en la gráfica, la tendencia registrada con la política anterior denota que la participación de energías limpias en la generación disminuyó en 3.3% en promedio anual, dado que pasó de 21.4% en 2008 a 18.1% en 2013. Mientras que, con la política actual, ese porcentaje se incrementó a razón de 3.9% en promedio anual, registrando en 2017 una participación del 21.1%; por lo tanto, el avance en el cumplimiento de la meta establecida en la exposición de motivos de la reforma fue del 60.3%.

Asimismo, con el comportamiento observado a partir de las modificaciones constitucionales de 2013, la ASF realizó una proyección a 2024, mediante una regresión lineal, con la finalidad de estimar si se alcanzaría o no la meta definida, los resultados se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de las Centrales eléctricas y generación por tipo de tecnología 2008-2018 proporcionada por la SENER.

NOTA: El pronóstico se realizó ajustando los datos observados de la generación de electricidad con tecnologías limpias y convencionales a una recta de ecuación general $y = mx + b$, por medio de mínimos cuadrados ordinarios. Con base en la proyección de esos datos, se calcularon las participaciones.

Con base en los datos disponibles a partir del inicio de la ejecución de la política actual de electricidad y el análisis de la regresión lineal realizado por la ASF, se identificó que, de mantenerse las condiciones actuales y el comportamiento mostrado hasta 2017, para 2024 se estaría logrando solo el 76.9% de la meta programada para ese año, debido a que la producción con energías limpias representarían el 26.9% de la generación de electricidad; por tanto, aun cuando se han implementado incentivos regulatorios para atraer inversión y fomentar el uso de fuentes limpias para la producción de energía eléctrica, tales como los Certificados de Energías Limpias, con las tendencias actuales, la meta no será alcanzada en el año programado.

En este rubro, la SENER ha realizado estimaciones en sus documentos de planeación, específicamente en el de 2018-2032, en el que se establecieron los datos que se muestran en la tabla siguiente:

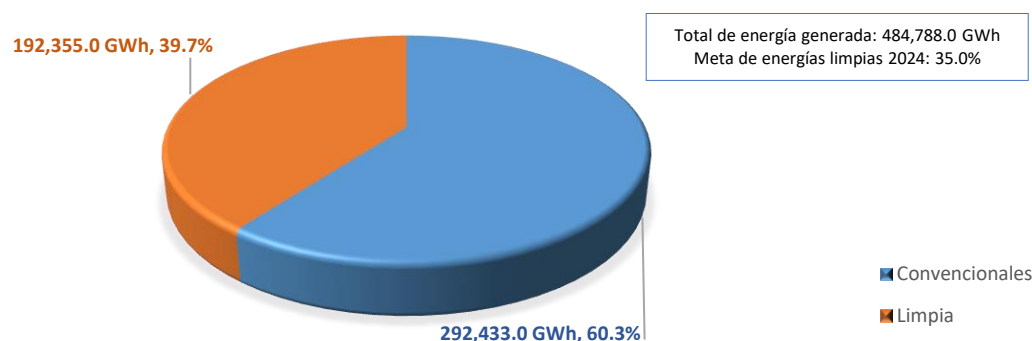
PARTICIPACIÓN PRONOSTICADA DE LA TECNOLOGÍA NUCLEOELÉCTRICA EN LA GENERACIÓN,
 CAPACIDAD INSTALADA E INVERSIÓN EN EL SECTOR ELÉCTRICO, 2018-2032
 (Gigawatt-hora, megawatt, millones de pesos y porcentajes)

Tecnología	Generación (Gigawatt-hora)	Capacidad instalada (Megawatt)	Inversión (Millones de pesos)
Nucleoeléctrica	38,778.0	5,689.0	307,351.0
Limpia	192,355.0	58,487.0	1,128,530.0
Total nacional	484,788.0	130,292.0	1,692,368.0
Participación nucleoeléctrica vs limpia (%)	20.2	9.7	27.2
Participación nucleoeléctrica vs total (%)	8.0	4.4	18.2

Fuente: elaborado por la ASF con base en datos de la SENER incluidos en el PRODESEN 2018-2032

Los datos pronosticados por la SENER reflejan que para 2032 la inversión destinada para la tecnología nucleoeléctrica representará el 18.2% de la inversión total de generación en el sector eléctrico, con lo cual alcanzará una participación del 8.0% en la producción total de electricidad y un 4.4% en la capacidad total instalada. Asimismo, dicha inversión será equivalente al 27.2% del total destinada a energías limpias, con lo cual se contribuirá al 20.2% de la producción total mediante estas tecnologías y el 9.7% de la capacidad instalada disponible. Lo anterior se vincula con la necesidad de implementar los tres proyectos de reactores nucleares propuestos por la SENER, con el objetivo de alcanzar la meta de generación de energía limpia del 35.0% del total de electricidad producida para 2024, dado que, en el documento, no se expone otra alternativa para tal fin, como se muestra en la gráfica siguiente:

PARTICIPACIÓN PROYECTADA DE GENERACIÓN CON ENERGÍAS LIMPIAS, 2018-2032
 (Gigawatt-hora, porcentaje)



FUENTE: elaborado por la ASF con base en datos de la SENER incluidos en el PRODESEN 2018-2032.

Como se muestra en la gráfica, la generación proyectada a 2032 con tecnologías limpias representaría el 39.7% de la total producida, por lo tanto, el porcentaje establecido para 2024 se habría cumplido.

Asimismo, si se consideran los resultados de las investigaciones realizadas por el ININ referentes a los beneficios ambientales de producir electricidad por medio de energía nuclear, se aumentarían las posibilidades de alcanzar dichas metas, toda vez que el proceso de producción genera emisiones bajas de gases de efecto invernadero y aumentaría el porcentaje de generación por medio de fuentes limpias. En este sentido, resulta relevante implementar los mecanismos para materializar lo señalado por la SENER en el PRODESEN 2018-2032, para la instalación de tres reactores nucleares; para lo cual, si bien es cierto que el costo inicial es alto, a mediano plazo, los costos de operación y ambientales son bajos en comparación con una central de ciclo combinado.

b) Crecimiento económico

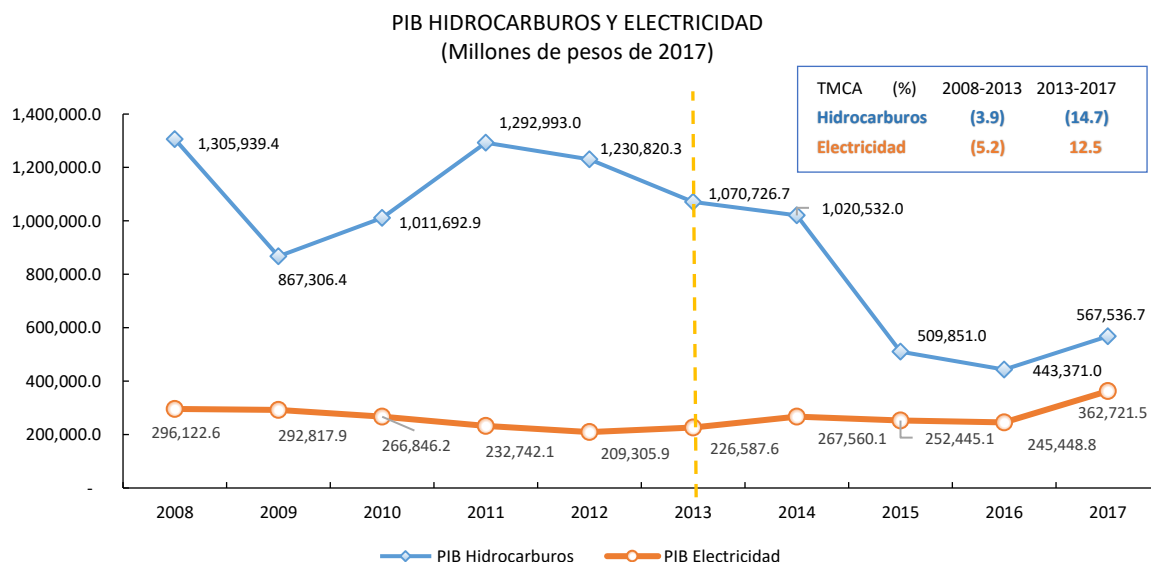
Con las modificaciones normativas e institucionales de 2014, el ejecutivo Federal planteó objetivos y beneficios en distintos rubros, de los cuales destaca el crecimiento económico nacional, al que se pronosticaron las siguientes metas:

Meta	Año de cumplimiento
Generar cerca de un punto porcentual más de crecimiento económico	2018
Generar cerca de tres puntos porcentuales más de crecimiento económico	2025

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos del 12 de agosto 2013.

A fin de conocer el grado de cumplimiento de las metas señaladas, se solicitó a la SENER la manera en que mide el avance en el logro de la meta a 2018 y 2025, desagregado por sector electricidad e hidrocarburos, para lo cual indicó que no cuenta con los instrumentos para tal fin, por lo tanto, no se proporcionó información de los avances de dichas metas.

No obstante, con el objetivo de estimar el avance en las metas de crecimiento económico, la ASF analizó el comportamiento del Producto Interno Bruto (PIB) de hidrocarburos y electricidad, y posteriormente, su participación en el PIB nacional, como se muestra a continuación:

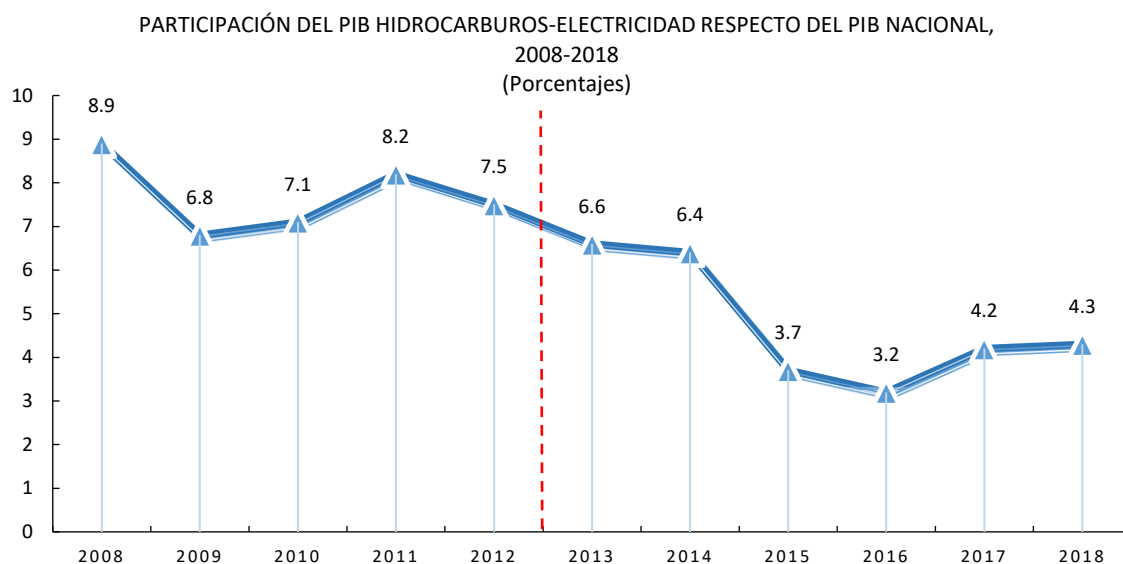


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del Producto Interno Bruto Trimestral emitido por Instituto Nacional de Estadística y Geografía serie del primer trimestre de 1993 al tercer trimestre de 2018, año base 2013.

NOTA: Valores actualizados a 2017.

Como se observa en la gráfica, antes de la reforma el PIB de ambos rubros venía a la baja, con una disminución promedio anual del 3.9% para hidrocarburos y 5.2% para electricidad; sin embargo, a partir de las adecuaciones constitucionales de 2013, el sector de electricidad registró un incremento del 12.5% en promedio anual; no así el de hidrocarburos, el cual registró una disminución promedio anual del 14.7%.

En cuanto a la participación del PIB sector hidrocarburos y electricidad en el PIB nacional, se graficó el periodo 2008-2017 y se realizó la proyección de 2018; los resultados se muestran a continuación:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del Producto Interno Bruto Trimestral emitido por Instituto Nacional de Estadística y Geografía serie del primer trimestre de 1993 al tercer trimestre de 2018, año base 2013.

NOTA: La proyección se realizó tomando como base los datos de 2015 a 2017, debido a que son los años en los que las modificaciones constitucionales a la política energética concluyeron su implementación. El pronóstico que se presenta en el gráfico se realizó ajustando los datos observados del PIB de Hidrocarburos y electricidad a una recta de ecuación general $y = mx + b$, por medio de mínimos cuadrados ordinarios. Con base en la proyección de esos datos, se calcularon las participaciones.

Como se observa en la gráfica, el sector energético, de 2008 a 2017 ha disminuido su participación en el PIB nacional en 4.7 puntos porcentuales, al pasar de representar el 8.9% del PIB, en 2008, al 4.2% al cierre de 2017; sin embargo, considerando que entre 2015 a 2017, se consolidaron las modificaciones constitucionales a la política energética vigente, se estima que la participación a 2018 sea de 4.3%.

Después de los cambios normativos y estructurales que dieron pie a la política pública de electricidad actual, se considera pertinente analizar si existió un efecto positivo para que la contribución del sector eléctrico haya impactado al crecimiento económico nacional. Por lo tanto, a continuación, se analiza la participación del PIB de electricidad en el PIB nacional:

PARTICIPACIÓN DEL PIB DE ELECTRICIDAD EN EL PIB NACIONAL
 (Millones de pesos de 2017)

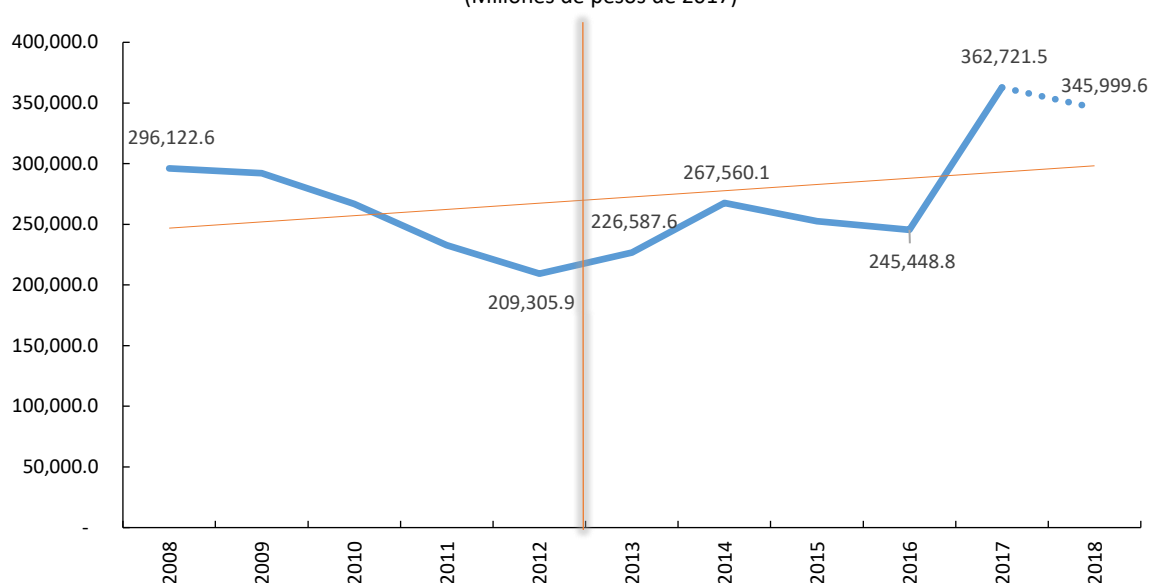
Año	PIB Nacional (a)	PIB de Electricidad (b)	Participación (%) $c=(b/a)*100$
2008	18,002,176.0	296,122.6	1.6
2009	17,051,628.2	292,817.9	1.7
2010	17,923,773.3	266,846.2	1.5
2011	18,585,722.2	232,742.1	1.3
2012	19,253,332.1	209,305.9	1.1
2013	19,514,611.3	226,587.6	1.2
2014	20,074,476.0	267,560.1	1.3
2015	20,745,555.4	252,445.1	1.2
2016	21,356,123.6	245,448.8	1.1
2017	21,921,241.9	362,721.5	1.7

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del Producto Interno Bruto Trimestral emitido por Instituto Nacional de Estadística y Geografía serie del primer trimestre de 1993 al tercer trimestre de 2018, año base 2013.

NOTA: Valores actualizados a 2017.

Como se observa en el cuadro anterior, de 2008 a 2017, la participación del PIB de electricidad no presentó cambios relevantes respecto de su participación en el PIB nacional y se mantuvo entre el 1.1% y el 1.7% sin que se observen efectos directos derivados de la implementación de la nueva política pública del sector. Asimismo, se analizó el comportamiento del PIB de electricidad y se realizó la estimación a 2018 con dos escenarios, como se muestra a continuación:

CRECIMIENTO ESTIMADO DEL PIB DEL SECTOR ELÉCTRICO, 2008-2018
 (Millones de pesos de 2017)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información del Producto Interno Bruto Trimestral emitido por Instituto Nacional de Estadística y Geografía serie del primer trimestre de 1993 al tercer trimestre de 2018, año base 2013.

La gráfica anterior muestra que el PIB de electricidad mantuvo un comportamiento estable hasta el periodo 2016-2017 donde presentó un cambio atípico, toda vez que, se registró una variación del 47.8%, al pasar de 245,448.8 millones de pesos en 2016 a 362,721.5 en 2017. Lo anterior puede explicarse con la entrada en operación del MEM y con ello la inyección de inversión al sector derivado de las transacciones realizadas.

Con base en lo anterior, se realizó la proyección, tomando en cuenta el comportamiento observado hasta 2017 y se determinó una reducción del 4.6% para 2018, al pasar de 362,721.5 a 345,999.6 millones de pesos.

En suma, en la iniciativa de reforma que dio paso a las modificaciones regulatorias de 2014 se incluyeron metas de crecimiento económico, un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025; sin embargo, no se cuenta con mecanismos ni información generada por los responsables de la operación de la política para determinar el avance en el cumplimiento de las mismas.

No obstante, se tomó el comportamiento de los PIB de los rubros del sector energético analizados en esta evaluación, a fin de contar con un referente del crecimiento económico. Con el análisis por separado se identificó que, en el caso de electricidad, las adecuaciones de 2014 tuvieron un efecto positivo, pues de 2013 a 2017 se registró un incremento del 12.5%, en promedio anual; caso contrario al de hidrocarburos, el cual registró una disminución del 14.7%, en promedio anual, en el periodo referido.

Asimismo, se observó que la participación del PIB integrado por hidrocarburos y electricidad respecto del PIB nacional presenta un comportamiento a la baja, toda vez que, de 2008 a 2017, disminuyó en 4.7%, al pasar del 8.9% del PIB al 4.2%. Con base en los resultados de la proyección, se estimó que en 2018 se tendría un porcentaje de participación en el PIB nacional del 4.3%.

En este sentido, se considera que las metas programadas respecto del crecimiento económico no podrán ser cumplidas con las condiciones y comportamientos actuales en el sector, dado que, en 2013 cuando se definieron las metas, el porcentaje de participación del PIB del sector energía respecto del nacional, equivalía al 6.6% y los datos proyectados para 2018 son 2.3 puntos porcentuales menos, por lo que no se registran los impactos positivos que se esperaban por la nueva política en el crecimiento económico nacional.

c) Generación de empleos

La política pública en materia de energía busca crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles para 2025, con base en las inversiones en exploración y extracción de petróleo, así como en generación, transmisión y distribución de electricidad, y el procesamiento y abastecimiento de los hidrocarburos y sus derivados. No obstante, la SENER no dispone de una metodología o parámetros para conocer en qué medida la implementación de la política eléctrica ha contribuido a cumplir dicha meta en términos de empleos ya sean directos o indirectos.

Debido a lo anterior, se revisó el número de empleos de 2008 a 2018 en el sector energético, los cuales se tomaron con base en la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) del Instituto Nacional de Estadística y Geografía (INEGI); con la finalidad de realizar una estimación de la medida en que aumentaron los empleos en el sector, ^{229/} a partir de la ejecución de la política, para lo cual se comparó la situación antes y después de su implementación, como se presenta a continuación:

EMPLEOS FORMALES EN EL SECTOR ENERGÉTICO, ^{1/} 2008-2018 ^{2/}
(Miles de personas y porcentaje)

Año	Población ocupada en sector formal	Población ocupada en el sector energético	Participación
2008	32,700.5	353.8	1.1
2009	33,195.0	324.3	1.0
2010	33,559.5	285.8	0.9
2011	34,363.9	295.3	0.9
2012	35,245.2	337.7	1.0
2013	36,028.0	342.3	1.0
2014	36,143.0	305.8	0.8
2015	37,256.0	311.2	0.8
2016	37,942.0	257.2	0.7
2017	38,625.1	301.7	0.8
2018	39,039.6	317.3	0.8
TMCA	1.8	(1.1)	(0.3) pp
Promedio	35,827.1	312.0	0.9

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la ENOE "Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo" 2008-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

^{1/} Incluye los empleos formales derivados de las actividades de extracción de gas y petróleo y los de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, estas actividades representaron en promedio el 73.0% y el 81.1%, respectivamente, del PIB de su sector, por lo que se aplicaron estas mismas proporciones para realizar una estimación respecto de los trabajos formales en cada sector de los hidrocarburos y el eléctrico.

^{2/} Información al segundo trimestre de 2018.

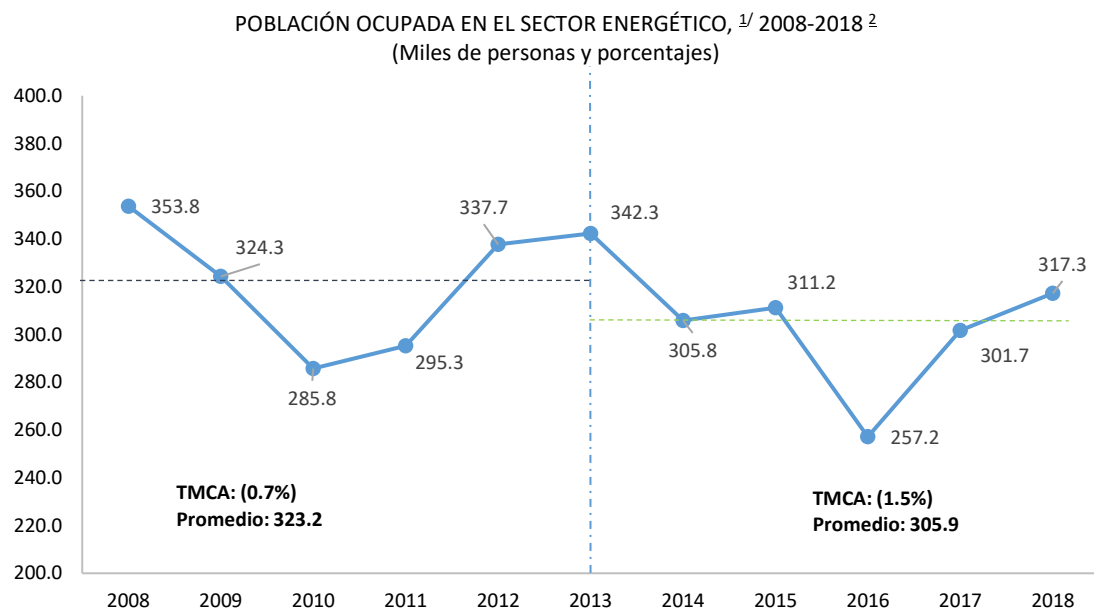
TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

pp: puntos porcentuales, en el caso de la participación se considera diferencia en puntos porcentuales.

^{229/} En la encuesta se identificó el total de empleos formales en el Sector 21 Minería, donde se incluye el Sector 211 Hidrocarburos y el Sector 22 Electricidad, agua y suministro de gas por ductos al consumidor final, que incluye el 221 Generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. La proporción para los sectores 211 y 221 se realizó en función de las participaciones registradas en el PIB del sector 21 y 22, respectivamente.

De acuerdo con la información anterior, durante el periodo 2008-2018 la población ocupada en el sector formal en promedio fue de 35,827.1 miles de personas, y el sector energético registró 312.0, representando en promedio, el 0.9%; asimismo, la población ocupada incrementó a una tasa promedio de crecimiento anual de 1.8%, al pasar de 32,700.5 a 39,039.6 miles de trabajos formales; en cambio, el número de empleos en el sector energético se redujo en promedio anual al 1.1%, al registrar 353.8 y 317.3 miles de personas ocupadas; ello significó una diferencia de 36.5 miles de ocupaciones, por lo que su participación se redujo 0.3 puntos porcentuales, al reportar 1.1% y 0.8%.

En relación con la meta de crear 500.0 miles empleos en 2018 y 2,500 miles a 2025, se comparó la situación de la población ocupada en el sector energético previa a la implementación de la política y al inicio de ésta; los resultados se muestran en la gráfica siguiente:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la ENOE “Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo” 2008-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

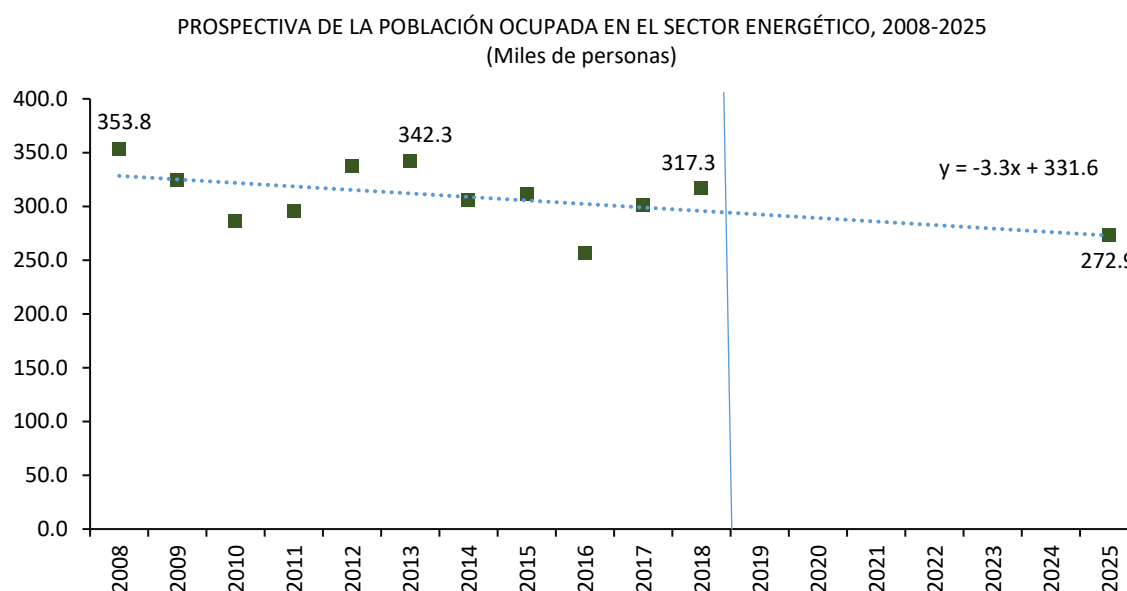
^{1/} Incluye los empleos formales derivados de las actividades de extracción de gas y petróleo y los de la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, estas actividades representaron en promedio el 73.0% y el 81.1%, respectivamente, del PIB de su sector, por lo que se aplicaron estas mismas proporciones para realizar una estimación respecto de los trabajos formales en cada sector de los hidrocarburos y el eléctrico.

^{2/} Información al segundo trimestre de 2018.

TMCA: Tasa media de crecimiento anual.

De acuerdo con la gráfica, de 2008 a 2013, antes de implementar la actual política, la población ocupada en el sector energético registró un decremento promedio anual de 0.7%, al pasar de 353.8 a 342.3 miles de personas, ello significó que, durante ese periodo, se perdieron 11.5 miles de empleos; mientras que de 2013 a 2018, las personas ocupadas se redujeron en 1.5% (25.0 miles de

personas) en promedio anual, al registrar 342.3 y 317.3 miles de personas. Con la información disponible se estimó que a 2025 los empleos en el sector serán los siguientes:



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la ENOE “Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo” 2008-2018, Instituto Nacional de Estadística y Geografía.

1/ El pronóstico se realizó ajustando los datos observados a una recta (de ecuación general: $y = mx + b$, por medio de mínimos cuadrados ordinarios).

2/ El resultado estimado para 2018 se asume considerando que todo lo demás permanece constante.

Asumiendo el mismo comportamiento observado de 2008 a 2018, se estimó que en 2025 existirán 272.9 miles de empleos, 44.4 miles menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de la meta de generar 2,500.0 miles de empleos adicionales para 2025.

En suma, la SENER no dispone de una metodología o parámetros para conocer en qué medida se ha contribuido a cumplir las metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025.

Al respecto, con la información de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) 2008-2018, del INEGI, la ASF estimó que, de 2008 a 2013, la población ocupada en el sector decreció en 0.7% en promedio anual, al pasar de 353.8 a 342.3 miles de personas ocupadas. En 2018 se registraron 317.3 miles de personas ocupadas, 1.5% en promedio anual, menos que las 342.3 miles de personas ocupadas en 2013.

Por lo tanto, al identificar que, en 2018 había 25.0 miles de personas ocupadas menos que las 342.3 mil de 2013, la primera meta no se alcanzará y, de mantenerse el comportamiento observado, la ASF pronosticó que, en 2025 existirán 272.9 miles de empleos, 44.4 miles menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de la meta de generar 2,500 miles de empleos adicionales para 2025.

3.3 Principales comparaciones internacionales

Este apartado tiene como objetivo comparar la situación del sector eléctrico mexicano con la de otros países en el mundo por medio del análisis de dos índices elaborados por el Foro Económico Mundial. Asimismo, se realizará un análisis de las principales razones financieras respecto de 12 empresas comparables con CFE en términos de las actividades que realizan en el sector eléctrico, así como de su capacidad instalada por tecnología de generación. Este ejercicio comparativo permitirá tener un panorama más claro sobre los avances registrados durante el periodo, así como los principales retos a los que se enfrenta el país en los próximos años.

Para realizar este análisis, se estudiará los índices siguientes: a) Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial; b) Competitividad Global; ^{230/} c) Comparativo de razones financieras, y d) Capacidad instalada por tecnología de generación.

a) Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial

El Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial, actualmente Índice de la Transición Energética, ^{231/} tiene como objetivo principal analizar los factores que permiten a un país hacer una transición hacia un nuevo sistema energético bajo el cual sea posible suministrar energía de forma segura, accesible y sustentable. Es importante mencionar que el índice se integra por indicadores tanto del sector de hidrocarburos como del sector eléctrico. Al no ser posible separarlos, se analizarán de manera conjunta.

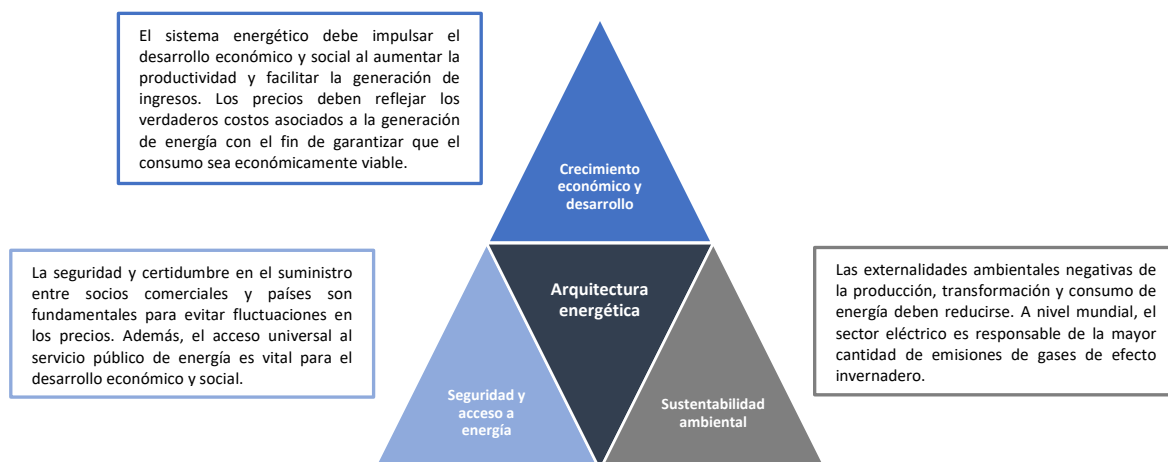
^{230/} Para contar con mayores elementos de comparación, la posición de México se contrastará con la posición del resto de los países de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). Esto proporcionará un punto de referencia sólido para considerar la situación de la industria eléctrica del país en relación con las naciones más desarrolladas y aquellas con niveles de ingresos similares.

Ambos índices aportan información general para los tomadores de decisiones, inversionistas y otros involucrados, a pesar de que el Índice de Competitividad Global no está enfocado en el sector energético, incluye indicadores importantes sobre el desempeño de la industria eléctrica como la calidad del suministro eléctrico y el porcentaje de pérdidas en transmisión y distribución.

^{231/} El Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial se elabora de forma anual desde el 2013. En 2018 fue reemplazado por el Índice de Transición Energética, que contiene algunos de los mismos componentes y se le agregaron más.

En 2017 se clasificaron 127 países, ^{232/} de acuerdo con los resultados obtenidos en diversos indicadores que miden el desempeño de los sistemas energéticos en tres grandes rubros que componen el triángulo de la arquitectura energética: ^{233/}

TRIÁNGULO DE LA ARQUITECTURA ENERGÉTICA



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial.

Los indicadores generales de cada uno de los rubros del índice se muestran en la siguiente tabla:

CRECIMIENTO ECONÓMICO Y DESARROLLO	SUSTENTABILIDAD AMBIENTAL	SEGURIDAD Y ACCESO A ENERGÍA
1. Accesibilidad: precios de la electricidad, distorsiones al precio de la gasolina y distorsiones al precio del diésel por impuestos o subsidios. 2. Exportaciones e importaciones de combustible como porcentaje del PIB. 3. Contribución al PIB por cada unidad de energía usada.	1. Emisiones del sector: PM 2.5, CH, N2O, CO2.2. 2. Proporción de energías alternativas y de energía nuclear sobre el total de la energía.	1. Nivel y calidad del acceso: tasa de electrificación, calidad del suministro eléctrico, uso de combustibles sólidos para cocinar. 2. Diversificación del suministro: diversidad en el suministro total de energía primaria. 3. Autosuficiencia: diversificación de las fuentes de importación, importación de energía como porcentaje del total utilizado.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial del Foro Económico Mundial, edición 2017.

En cada país, el triángulo de la arquitectura energética está determinado por factores físicos como la disponibilidad de agua, territorio e hidrocarburos y por factores sociales como las instituciones políticas, la industria y la sociedad civil. Cada uno de los rubros se califica en una escala de 0 a 1 y la calificación total es el promedio de los tres, con lo que se determina la posición de los países en el ranking.

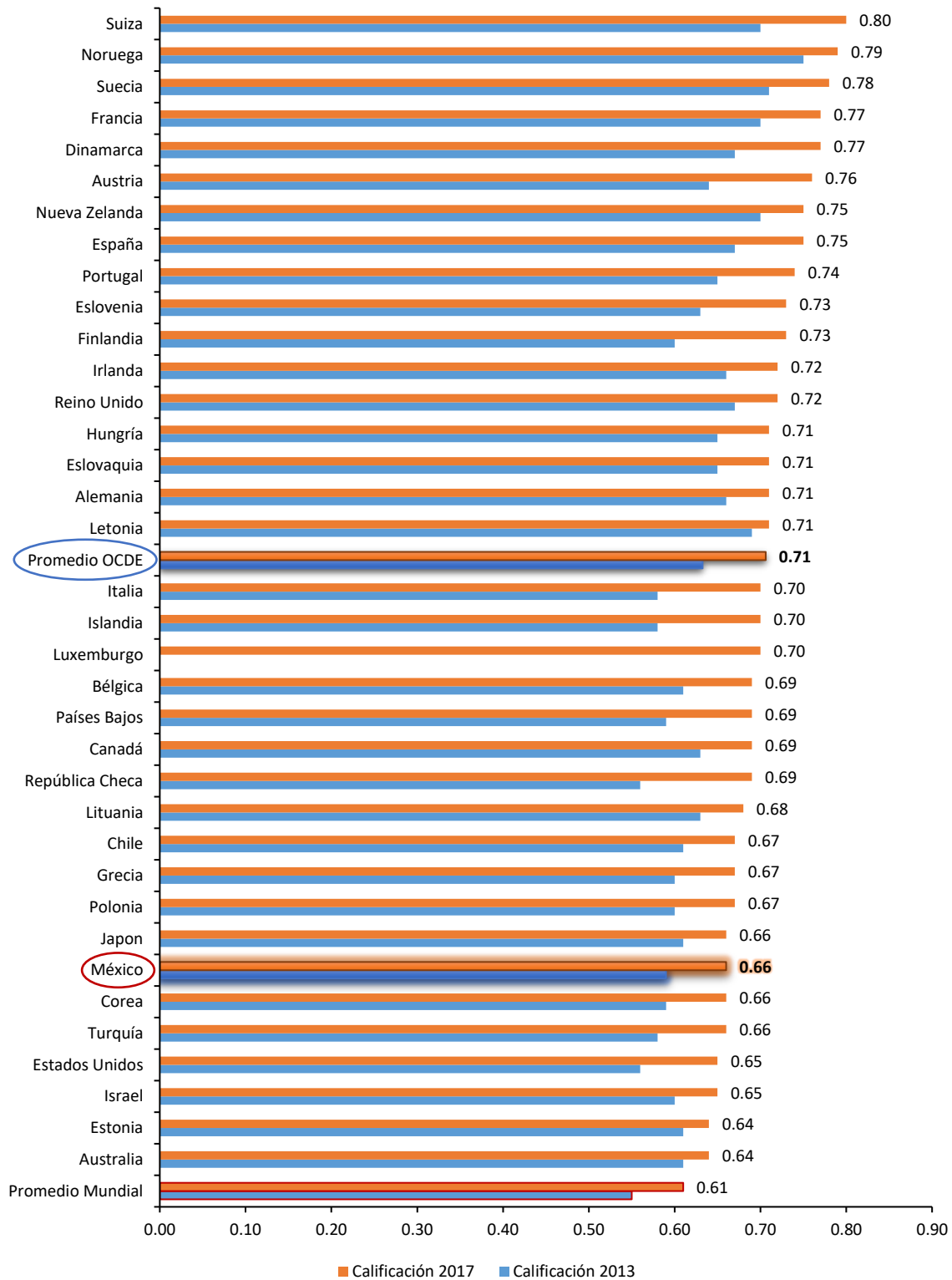
^{232/} La cantidad de países evaluados ha aumentado cada año en función de la disponibilidad de información: 2013, 105; 2014, 124; 2015, 125; 2016, 126; 2017, 127.

^{233/} World Economic Forum, The Global Energy Architecture Performance Index Report 2013, pp. 6-7.

En 2013, México obtuvo una calificación total de 0.59, por lo que fue clasificado en la posición número 39 a nivel mundial. Para el 2017, a pesar de haber incrementado su puntuación final a 0.66, descendió al lugar 44. Si bien México ha registrado avances en cada uno de los rubros y en la calificación total, otros países han avanzado de forma más rápida.

La gráfica siguiente muestra la ubicación de México en el Índice en comparación con los países miembros de la OCDE en 2013 y 2017:

CALIFICACIÓN DE LOS PAÍSES DE LA OCDE EN EL ÍNDICE DE DESEMPEÑO DE LA ARQUITECTURA
 ENERGÉTICA MUNDIAL, 2013 Y 2017



FUENTE: Elaborado por la ASF con información de los Índices de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial del Foro Económico Mundial, ediciones 2013 y 2017.

México está por delante de Japón, Israel, Estados Unidos, Australia y Estonia. La calificación total de 0.66 se encuentra a 0.5 décimas del promedio de la OCDE que fue de 0.71, a 1.4 puntos del país mejor evaluado que fue Suiza y 0.5 décimas por encima del promedio mundial de 0.61.

En 2018, el ahora Índice de la Transición Energética calificó a 114 países en una escala del 0-100% y está conformado por dos subíndices, cada uno de los cuales representa la mitad de la calificación final: 1) El desempeño del sistema energético, ^{234/} y 2) El nivel de preparación para la transición energética.

El nuevo subíndice mide si el sistema energético de un país cuenta con las estructuras políticas, económicas y sociales que permitan transitar hacia un sistema más seguro, confiable, incluyente, sustentable y que contribuya al desarrollo económico. Se compone de seis dimensiones, cada una con sus respectivos indicadores: 1) regulación y compromiso político; 2) instituciones y gobernanza; 3) inversiones y capital; 4) infraestructura y entorno de negocios innovador; 5) capital humano, y 6) estructura del sistema energético.

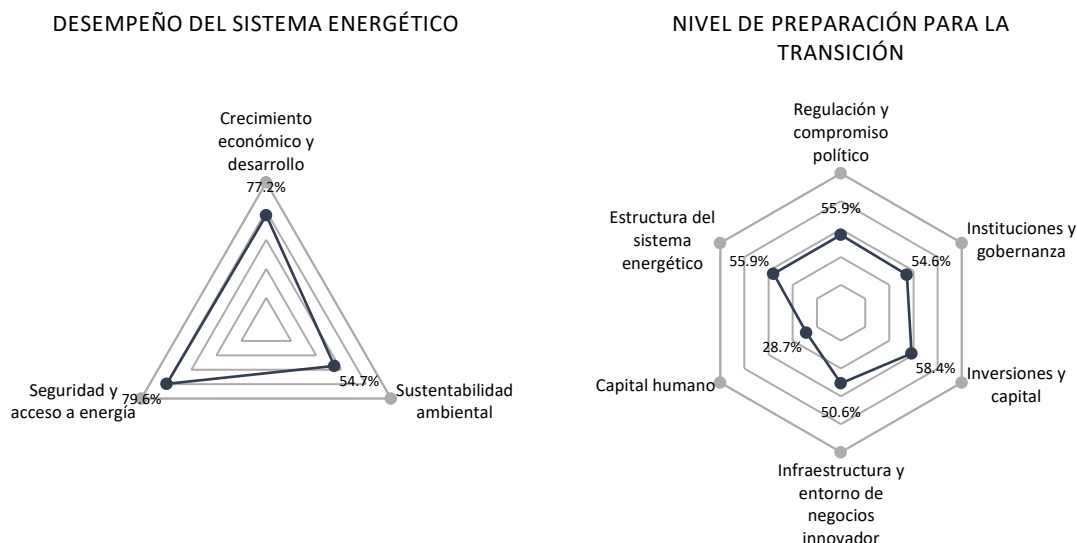
En la tabla del Anexo VIII se muestran los componentes del índice, así como las calificaciones que obtuvo México en cada uno de los indicadores.

En 2018, México obtuvo una calificación del 70.5% en el desempeño del sistema energético y del 50.7% en el nivel de preparación para la transición energética, por lo que la calificación final fue de 60.6%. Esto sitúa al país en la posición 28 de los 114 países evaluados.

La gráfica siguiente muestra de forma detallada la calificación de México en cada uno de los componentes de los dos subíndices:

^{234/} El subíndice de desempeño del sistema energético está compuesto por la pirámide energética del índice anterior, aunque algunos de los indicadores fueron modificados.

ÍNDICE DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA, MÉXICO 2018



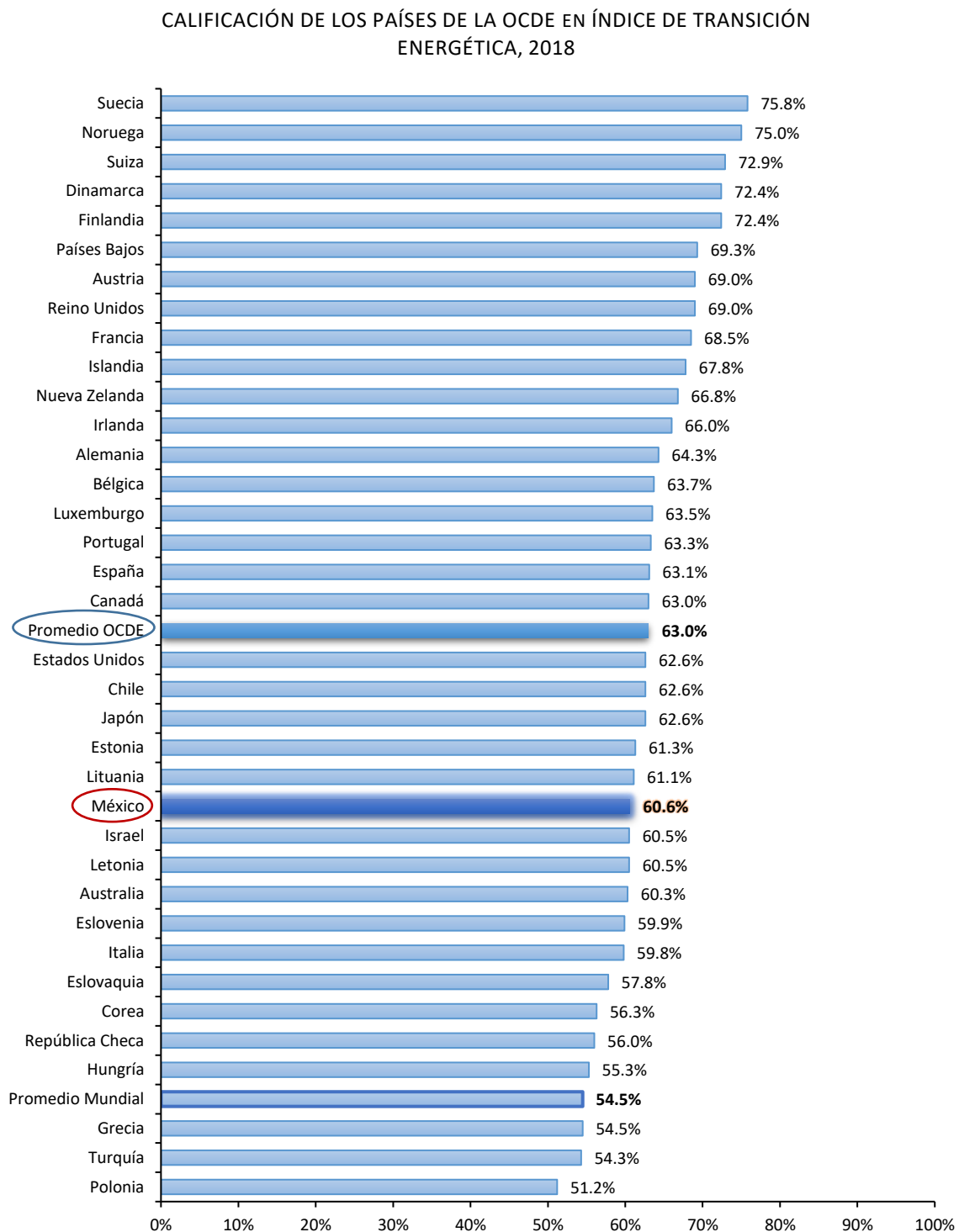
FUENTE: Índice de Transición Energética del Foro Económico Mundial.

En el subíndice del desempeño del sistema energético, México obtiene calificaciones altas en los componentes de crecimiento económico y desarrollo, y seguridad y acceso a energía, con 77.2% y 79.6% respectivamente. En el primer componente, es importante destacar que el país está en la posición 18 en los precios de electricidad residenciales, pero en la posición 63 en los precios de electricidad a la industria. Esta diferencia se explica por el subsidio al consumo residencial y las elevadas tarifas industriales, que se ven influenciadas por los precios de los combustibles con que se producen.

En el componente de sustentabilidad ambiental, la calificación final es de 54.7%, más de 20 puntos porcentuales por debajo de las calificaciones de los otros componentes. La baja calificación se debe principalmente a los altos niveles de emisiones de CO₂ y de concentración de partículas en suspensión de menos de 2.5 micras.

En el subíndice de nivel de preparación para la transición energética, los componentes mejor evaluados fueron el de inversiones y capital, regulación y compromiso político, y estructura del sistema energético, con calificaciones de 58.4%, 55.9% y 55.9% respectivamente. El componente que registró la calificación más baja fue el de capital humano con 28.7%. Esto se debe a los resultados obtenidos en los dos indicadores: la calidad de la educación y la cantidad de trabajos existentes en la industria de energías renovables.

La gráfica siguiente muestra la posición de México con respecto a los países de la OCDE:

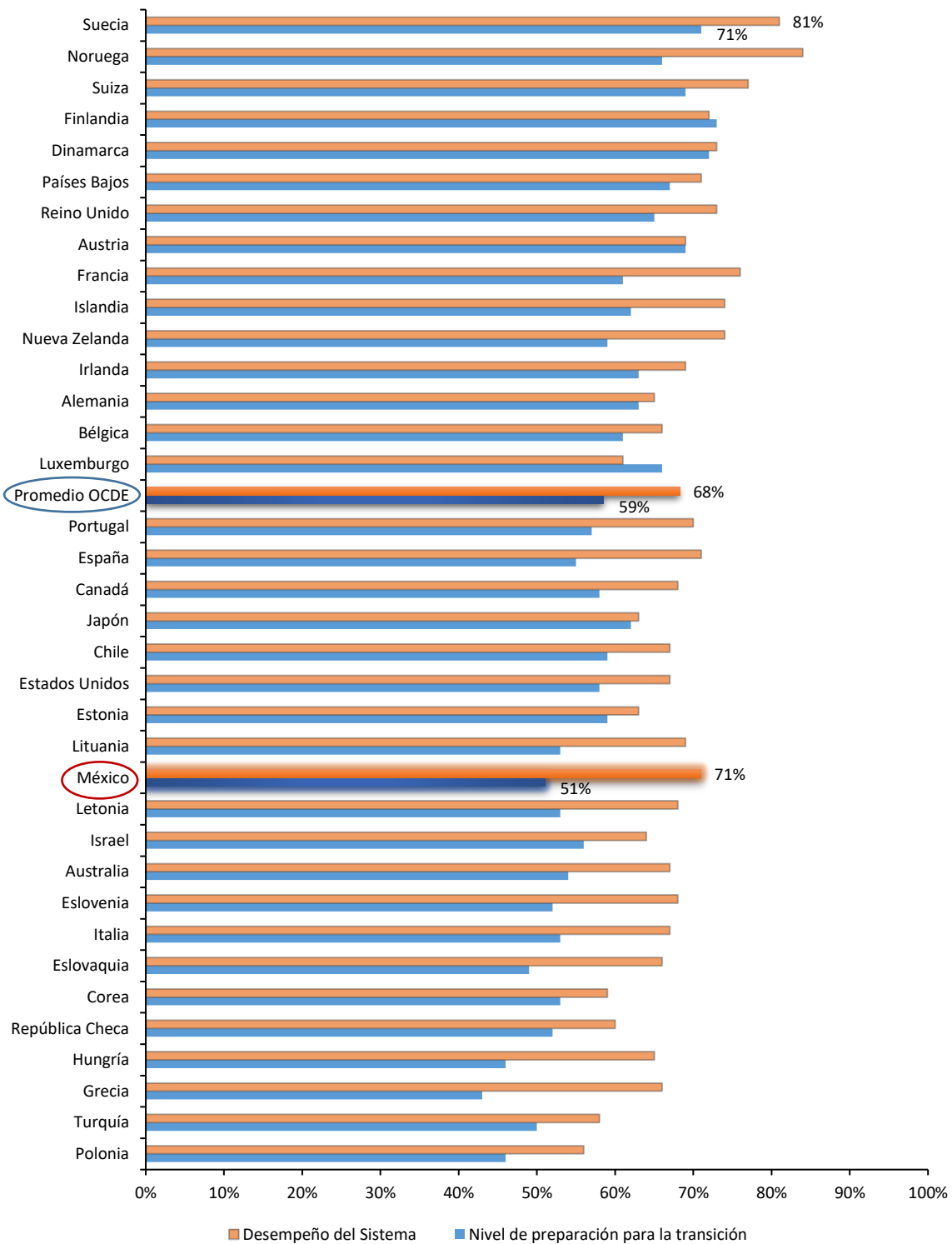


FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información del índice de Transición Energética del Foro Económico Mundial.

México se ubica en la posición número 24 entre los 36 países de la OCDE, a 2.4 puntos porcentuales del promedio que es de 63.0%. Suecia ocupa la primera posición con una calificación de 75.8%, mientras que Polonia, con una calificación de 51.2%, es el país peor evaluado. El promedio mundial es de 54.5%

La siguiente gráfica muestra la posición de los países de la OCDE en el índice considerando las calificaciones obtenidas en cada uno de los subíndices:

CALIFICACIÓN DE LOS PAÍSES DE LA OCDE EN LOS SUBÍNDICES DEL ÍNDICE DE TRANSICIÓN
 ENERGÉTICA, 2018
 (Porcentaje)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Índice de Transición Energética del Foro Económico Mundial.

En el subíndice del desempeño del sistema, México se sitúa por encima del promedio de la OCDE por 2.7 puntos porcentuales y sólo se encuentra debajo de 9 de los países más desarrollados del mundo, ^{235/} mientras que en el subíndice de nivel de preparación para la transición la posición solo es superior a la de 5 de los países menos desarrollados de la OCDE y se encuentra por debajo del promedio por 7.5 puntos porcentuales.

b) Índice de Competitividad Global:

El Foro Económico Mundial publica anualmente el Índice de Competitividad Global. Antes de ser rediseñado en 2018, el índice consideraba 12 pilares básicos, ^{236/} uno de los cuales es la infraestructura. Este pilar incluye el indicador de la calidad del suministro eléctrico.^{237/}

Durante el periodo 2013-2017, se calificaba la calidad del suministro eléctrico por medio de encuestas a usuarios domésticos del servicio de electricidad, con una escala del 1 al 7, en la que 7 representa un suministro completamente confiable y 1 un suministro completamente deficiente.

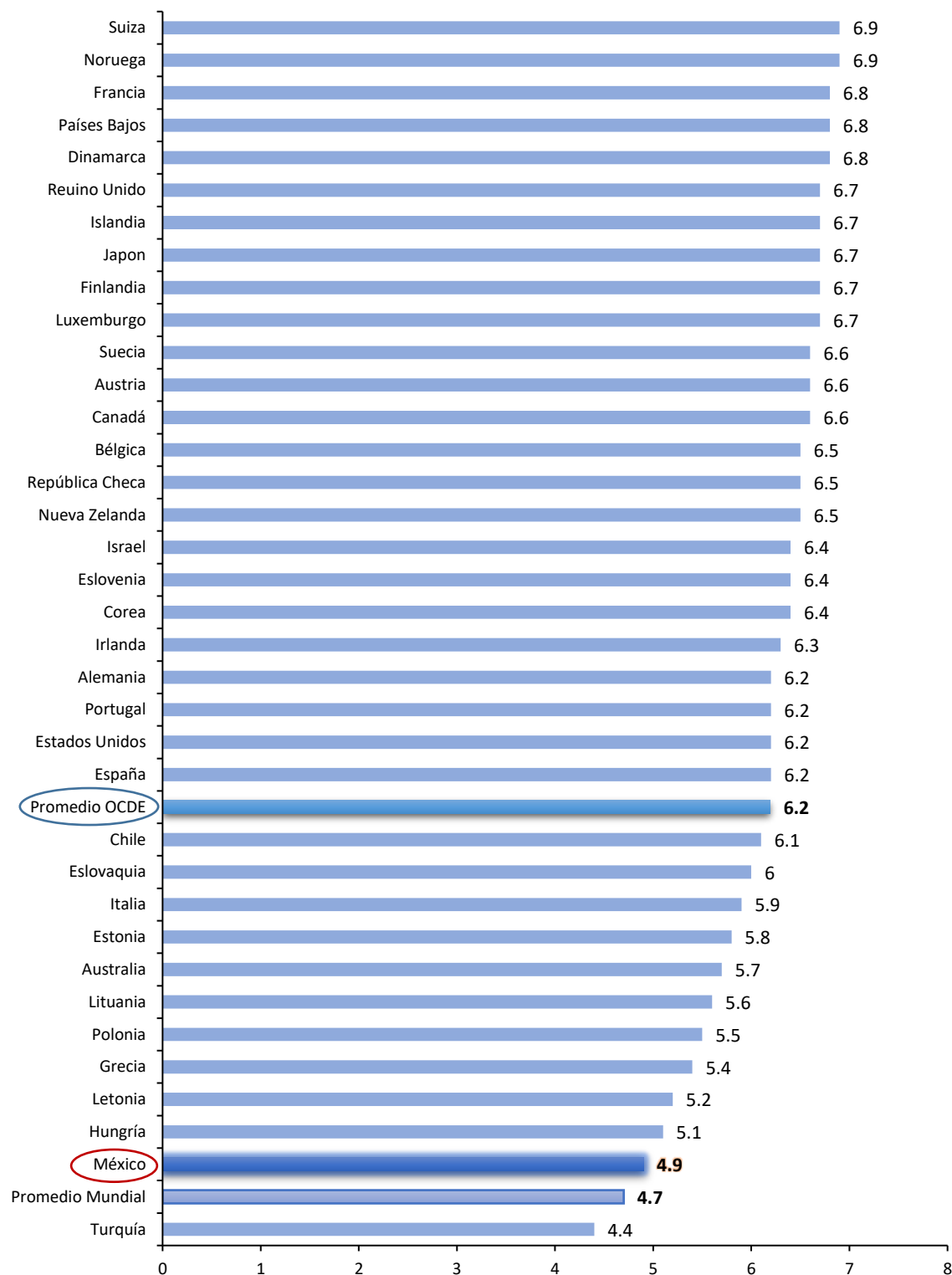
La gráfica siguiente muestra los resultados de México en las ediciones 2015 y 2017 del índice, que presentan información de los años 2014 y 2016, respectivamente:

^{235/} De los 9 países con mejor calificación que México en el subíndice de desempeño del sistema, 8 se encuentran entre los 20 países con el Índice de Desarrollo Humano más alto a nivel mundial.

^{236/} Los 12 pilares son: instituciones, infraestructura, entorno macroeconómico, salud y educación básica, educación superior y capacitación, eficiencia del mercado de bienes, eficiencia del mercado laboral, desarrollo del mercado financiero, disponibilidad tecnológica, tamaño del mercado, sofisticación de negocios e innovación.

^{237/} El pilar de infraestructura engloba los siguientes indicadores: calidad general de la infraestructura, calidad de las autopistas, calidad de la infraestructura ferroviaria, calidad de la infraestructura portuaria, calidad de la infraestructura para el transporte aéreo, calidad del suministro eléctrico, número de cuentas de telefonía celular por cada 100 habitantes y líneas de telefonía fija por cada 100 habitantes.

CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO EN LOS PAÍSES DE LA OCDE, 2014 Y 2016
 (Calificación)



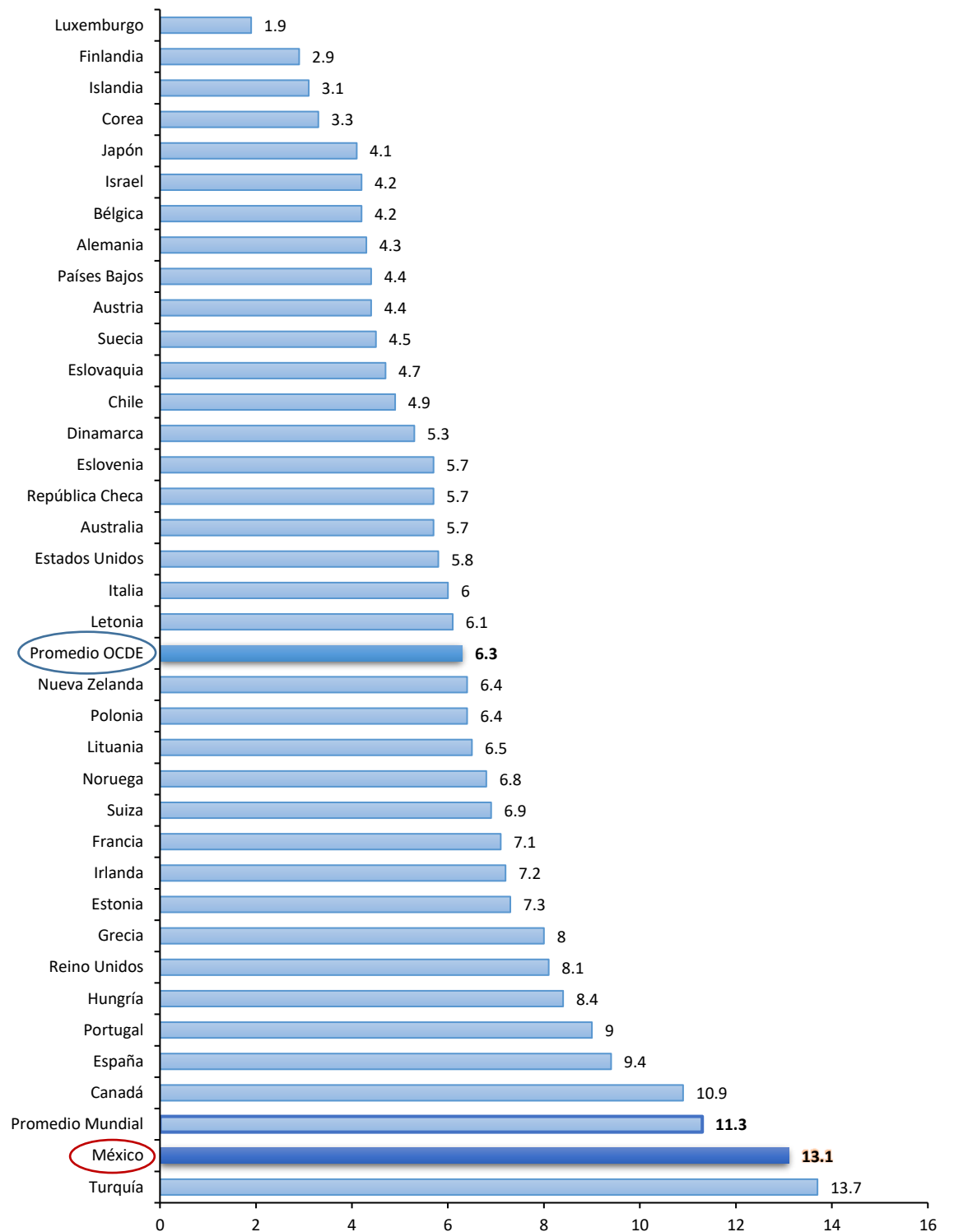
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de los Índices de Competitividad Global, ediciones 2015 y 2017.

De 2014 a 2016, la calidad del suministro eléctrico en México pasó de 4.6 a 4.9. Sin embargo, la calificación de 4.9 dista 1.3 puntos del promedio de la OCDE, por lo que el país está clasificado como el penúltimo país entre las naciones de este grupo en cuanto a la calidad del suministro eléctrico se refiere. El promedio mundial fue de 4.7, 0.2 décimas por debajo de la calificación de México.

En 2018, el Índice de Competitividad Global fue rediseñado para destacar la importancia de la cuarta revolución industrial y el impacto de la tecnología en la competitividad, por lo que enfatiza aspectos como el capital humano, la innovación y la resiliencia. El índice se compone de 98 indicadores clasificados en 12 pilares, ^{238/} donde se incluye un indicador sobre las pérdidas de energía eléctrica en la transmisión y distribución. Los porcentajes de pérdidas de electricidad en la transmisión y distribución entre los países de la OCDE, se muestran en la gráfica siguiente:

^{238/} Los 12 pilares de la nueva versión del índice son: instituciones, infraestructura, adopción de tecnologías de la información y la comunicación, estabilidad macroeconómica, salud, habilidades, mercado de productos, mercado laboral, sistema financiero, tamaño del mercado, dinamismo empresarial y capacidad de innovación.

PORCENTAJE DE ELECTRICIDAD PERDIDA EN TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN ENTRE LOS
 PAÍSES DE LA OCDE, 2015
 (Porcentajes)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información del Índice de Competitividad Global 2018.

En 2015, el país registró 13.1% de pérdidas de electricidad en los procesos de transmisión y distribución, 6.8 puntos porcentuales más que el promedio de la OCDE, que fue de 6.3%. Este nivel de pérdidas ubicó a México en el penúltimo lugar, por encima de Turquía. Los países que registraron un menor nivel de pérdidas fueron Luxemburgo, Finlandia e Islandia, con 1.9%, 2.9% y 3.1%, respectivamente. El promedio mundial de pérdidas fue de 11.3%.

c) Comparativo de razones financieras

La Auditoría Superior de la Federación con información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), analizó las razones financieras de 11 empresas que se consideran comparables con CFE, debido a que tienen participación en los procesos de generación, transmisión, distribución y suministro.

RAZONES FINANCIERAS EMPRESAS SELECCIONADAS, 2017
 (Porcentajes)

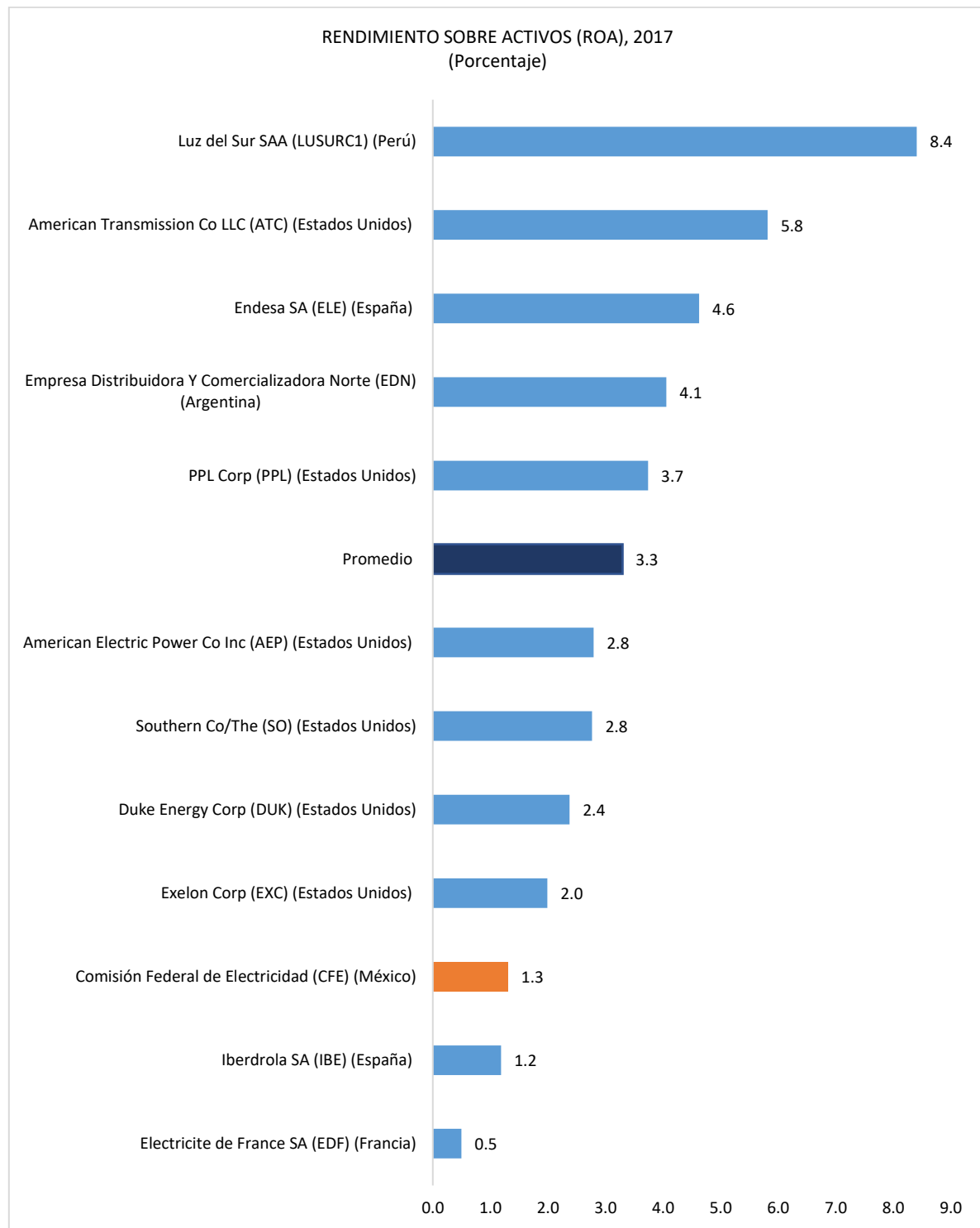
Empresa	ROA ^{1/}	ROE ^{2/}	Productividad del activo	Eficiencia en ventas	Liquidez	Solvencia	Apalancamiento	Endeudamiento
1. Electricite de France SA (EDF), Francia.	0.5	2.9	5.0	20.3	137.0	121.0	476.5	82.7
2. American Electric Power Co Inc (AEP), Estados Unidos.	2.8	9.9	8.6	36.0	51.4	139.5	253.2	71.7
3. PPL Corp (PPL), Estados Unidos.	3.7	14.4	10.1	56.0	57.0	135.0	285.5	74.1
4. American Transmission Co LLC (ATCL), Estados Unidos.	5.8	14.4	11.4	73.7	11.4	167.5	148.2	59.7
5. Endesa SA (ELE), España.	4.6	15.6	11.3	17.5	73.4	142.3	236.2	70.3
6. Iberdrola SA (IBE), España.	1.2	3.1	6.6	23.5	80.5	162.9	159.0	61.4
7. Exelon Corp (EXC), Estados Unidos.	2.0	7.2	8.1	28.2	109.6	138.0	263.2	72.5
8. Southern Co/The (SO), Estados Unidos.	2.8	11.9	8.5	41.0	74.1	130.4	329.4	76.7
9. Duke Energy Corp (DUK), Estados Unidos.	2.4	7.9	7.6	44.5	67.7	143.4	230.4	69.7
10. Luz del Sur SAA (LUSURC1), Perú.	8.4	18.3	14.7	27.4	60.1	185.1	117.5	54.0
11. Empresa Distribuidora Y Comercializadora Norte (EDN), Argentina.	4.1	96.8	13.7	14.2	73.9	104.4	2,285.3	95.8
12. Comisión Federal de Electricidad (CFE), México	1.3	3.3	4.8	16.5	107.9	164.7	154.7	60.7
Promedio	3.3	17.1	9.2	33.2	75.3	144.5	411.6	70.8

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

^{1/} ROA: Rendimiento sobre activos

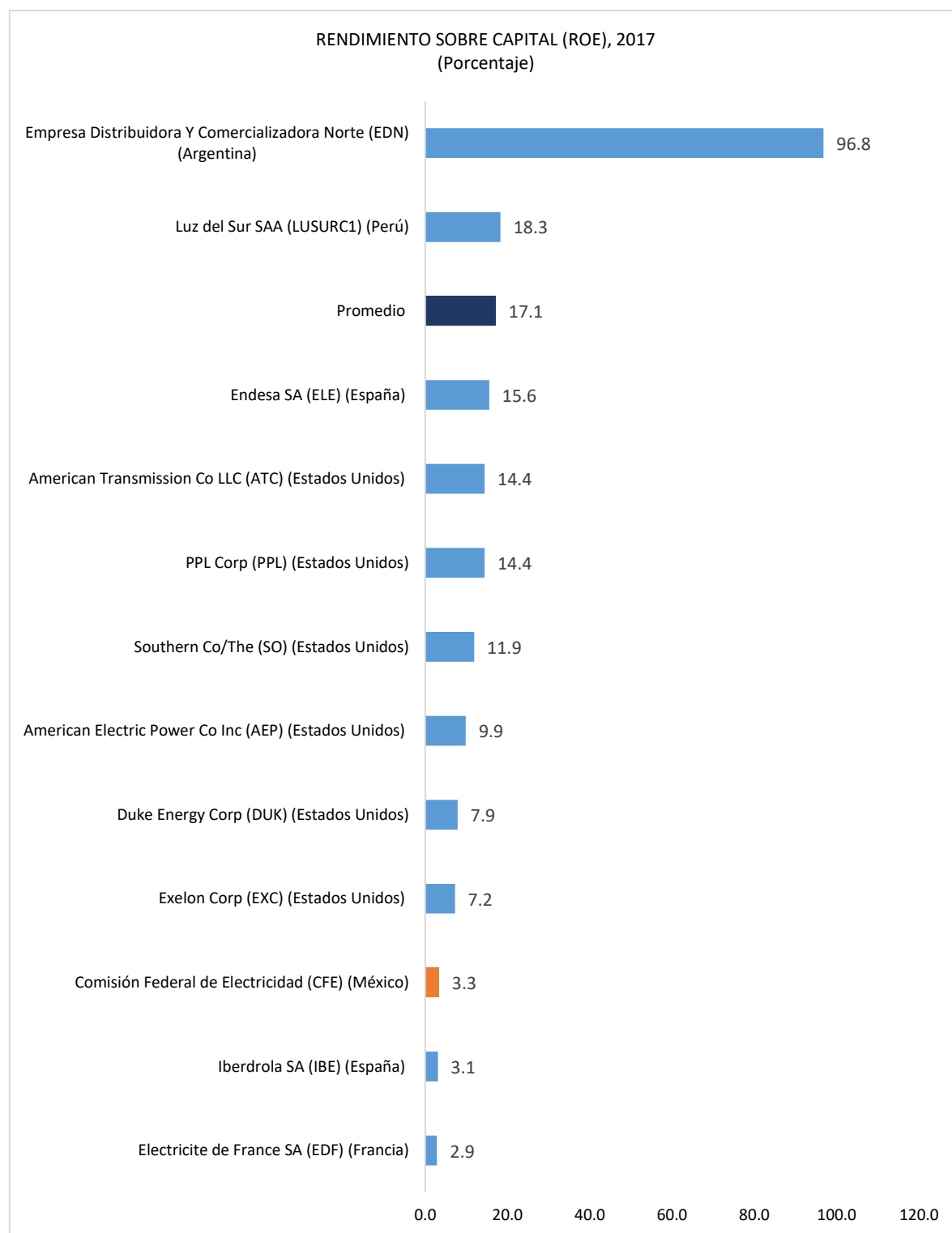
^{2/} ROE: Rendimiento sobre capital

El análisis de cada una de las variables se presenta a continuación:



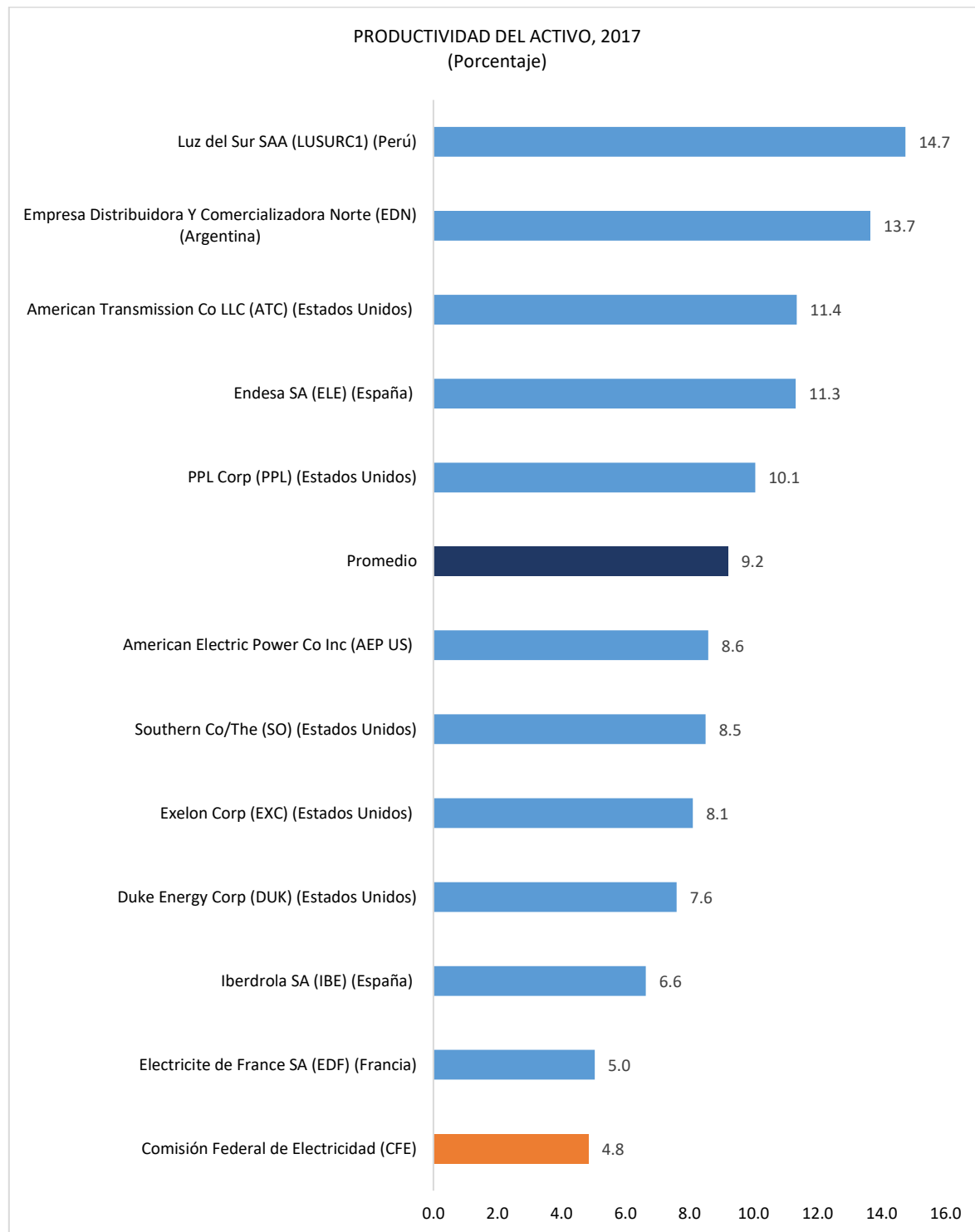
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

Como se observa en la gráfica, el promedio ROA promedio de las empresas seleccionadas en 2017 fue de 3.3%, por lo que en ese año CFE se situó 2.0 puntos porcentuales por debajo del promedio.



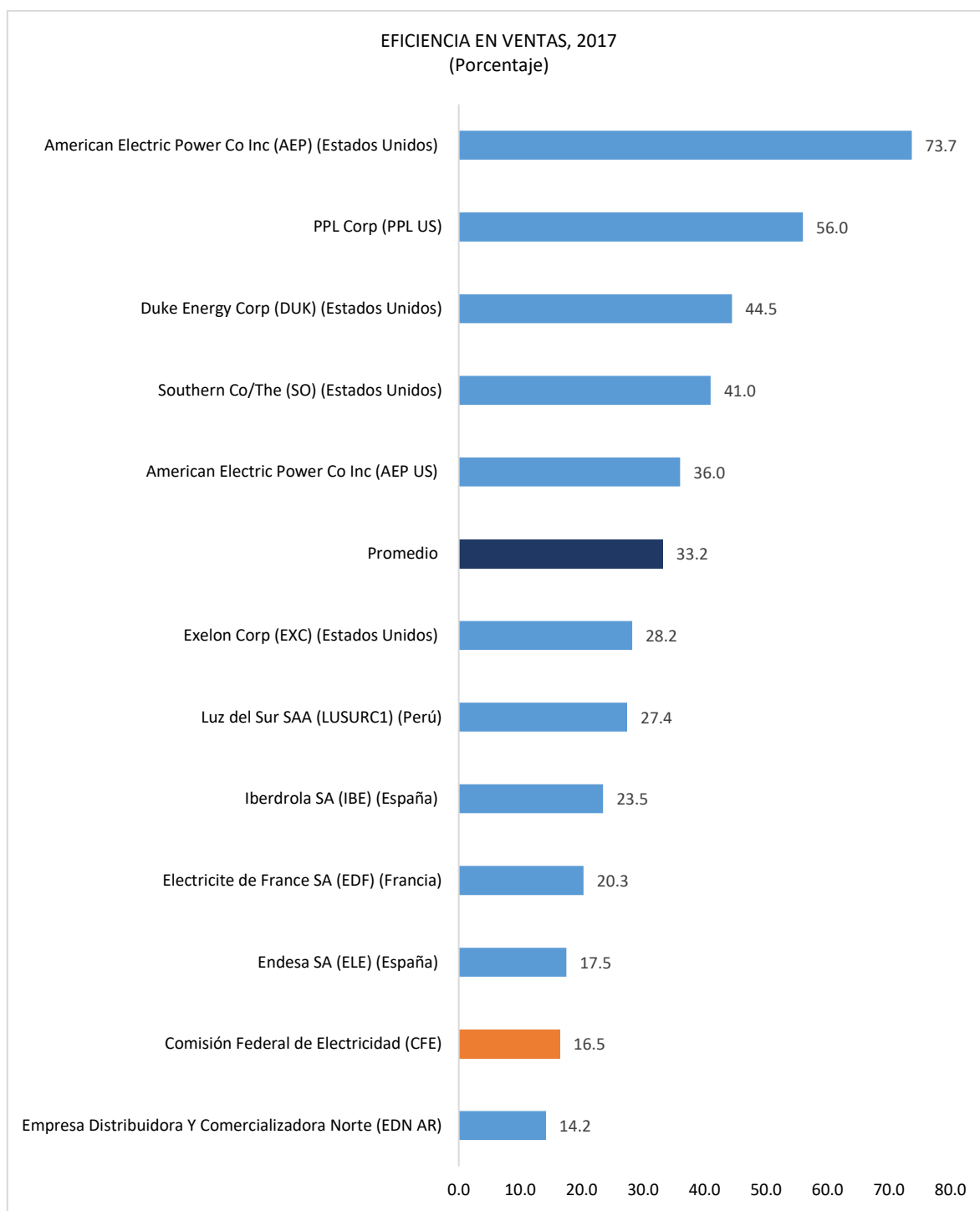
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

En 2017, el Rendimiento sobre Capital (ROE), promedio de las 12 empresas seleccionadas fue de 17.1%, mientras que CFE se ubicó 13.8 puntos porcentuales por debajo.



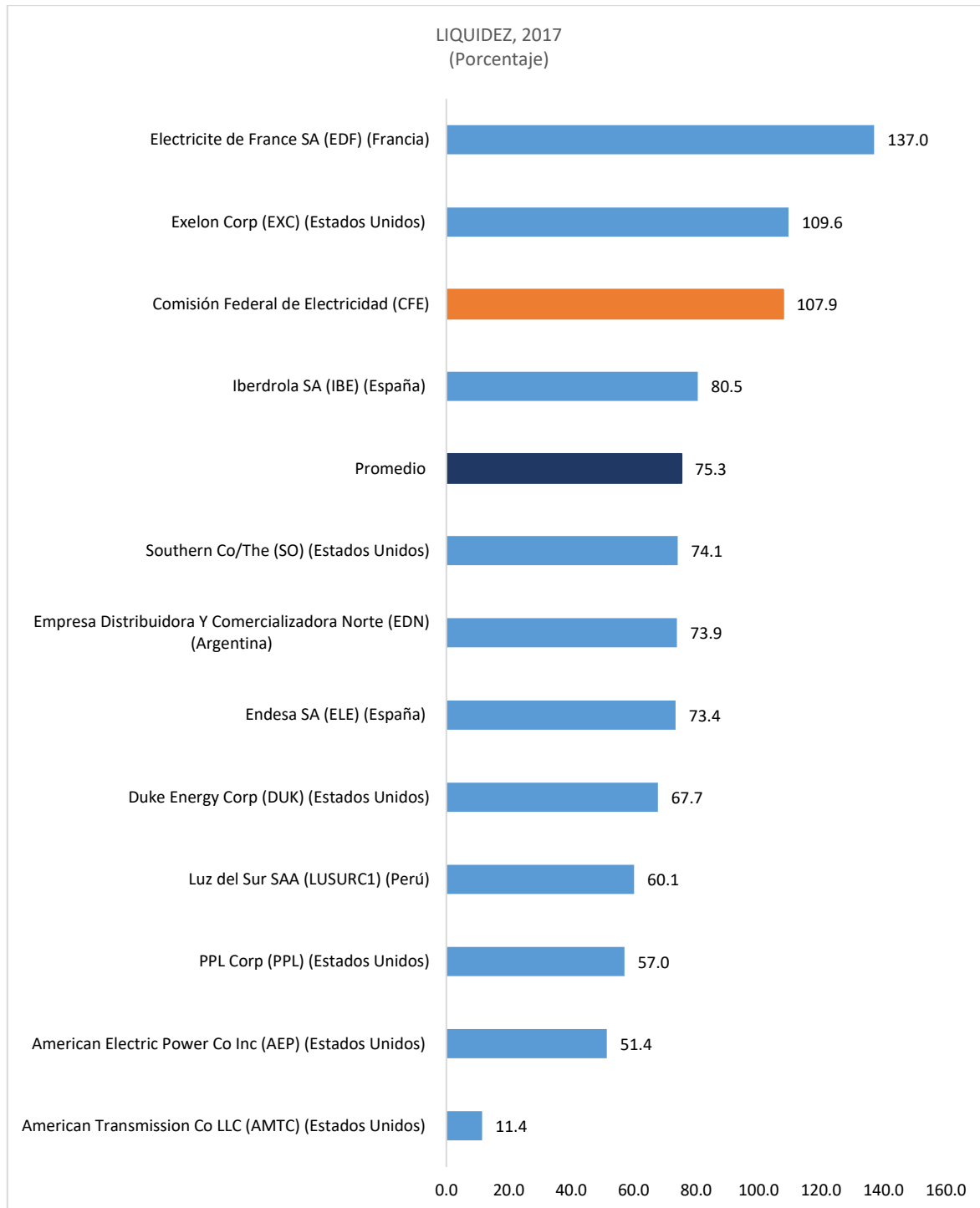
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

Por lo que se refiere a la productividad del activo, en 2017 de las 12 empresas seleccionadas, CFE se ubicó en el último lugar, a 4.4 puntos porcentuales del promedio que fue de 9.2%.



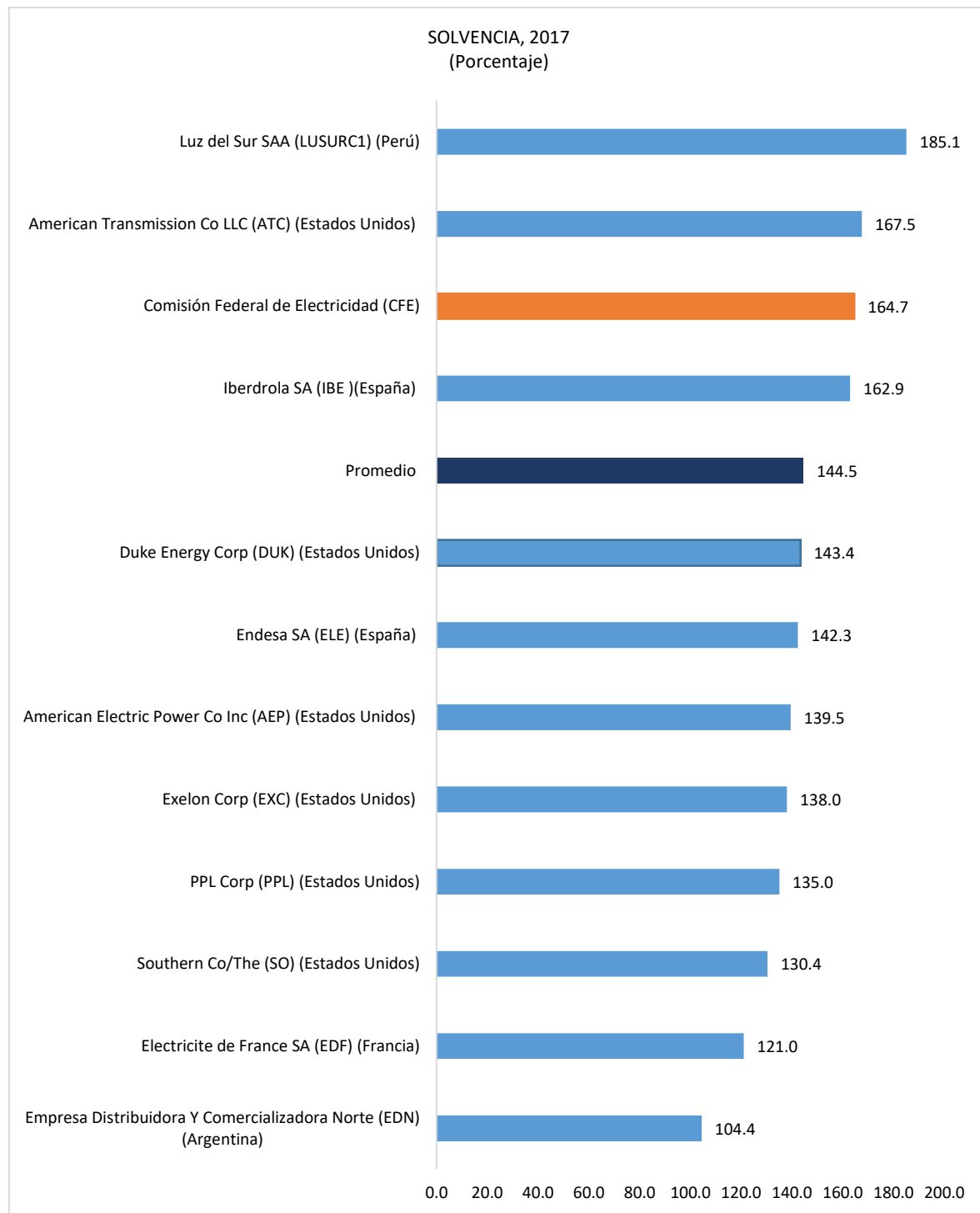
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

Respecto de la eficiencia en ventas, para 2017, CFE ocupó el penúltimo lugar al registrar un valor de 16.5%, cifra que lo posicionó 16.7 puntos porcentuales por debajo del promedio que fue de 33.2%.



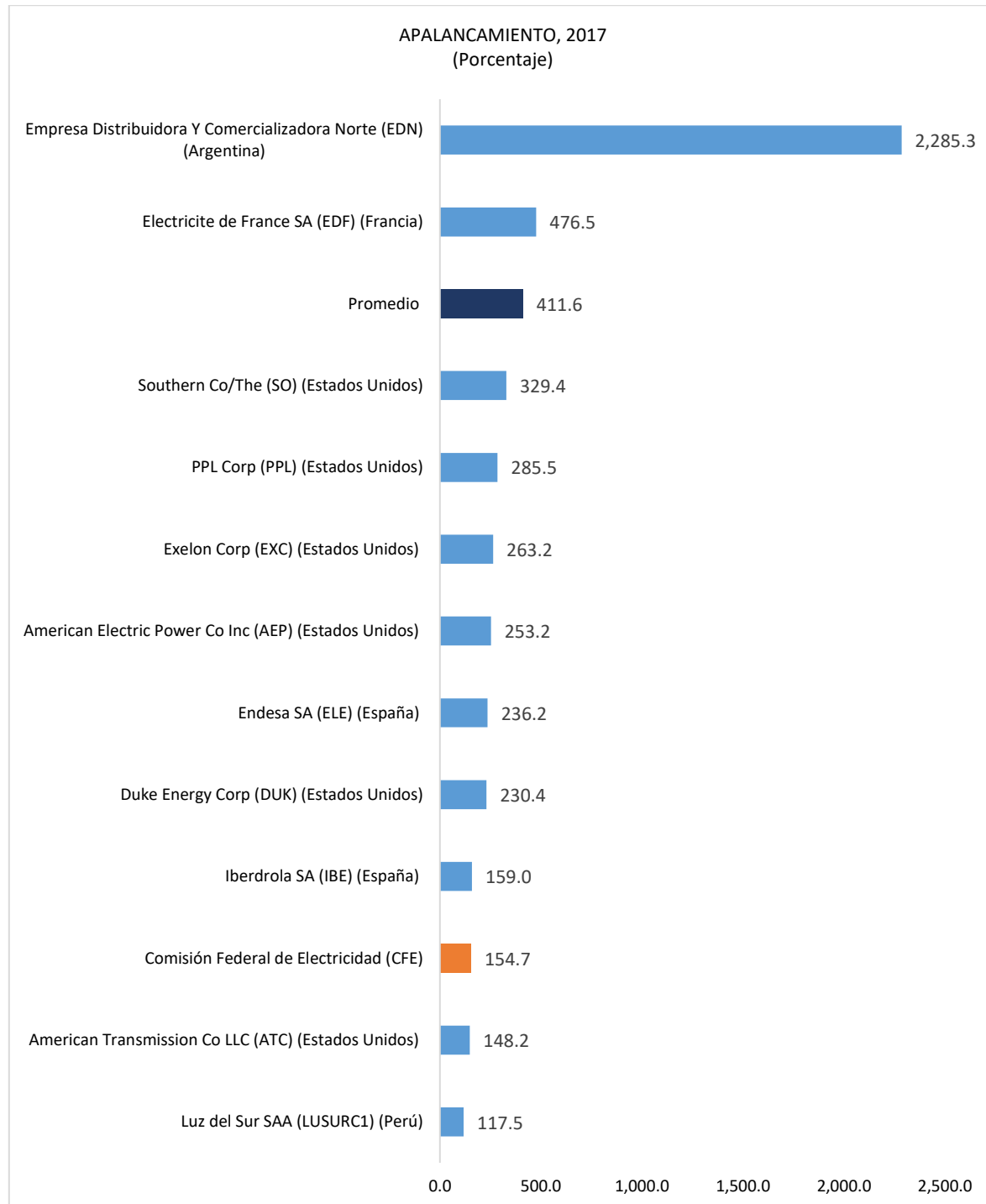
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

En materia de liquidez, en 2017, CFE se situó 32.6 puntos porcentuales, por encima del promedio de las empresas seleccionadas que fue de 75.3%.



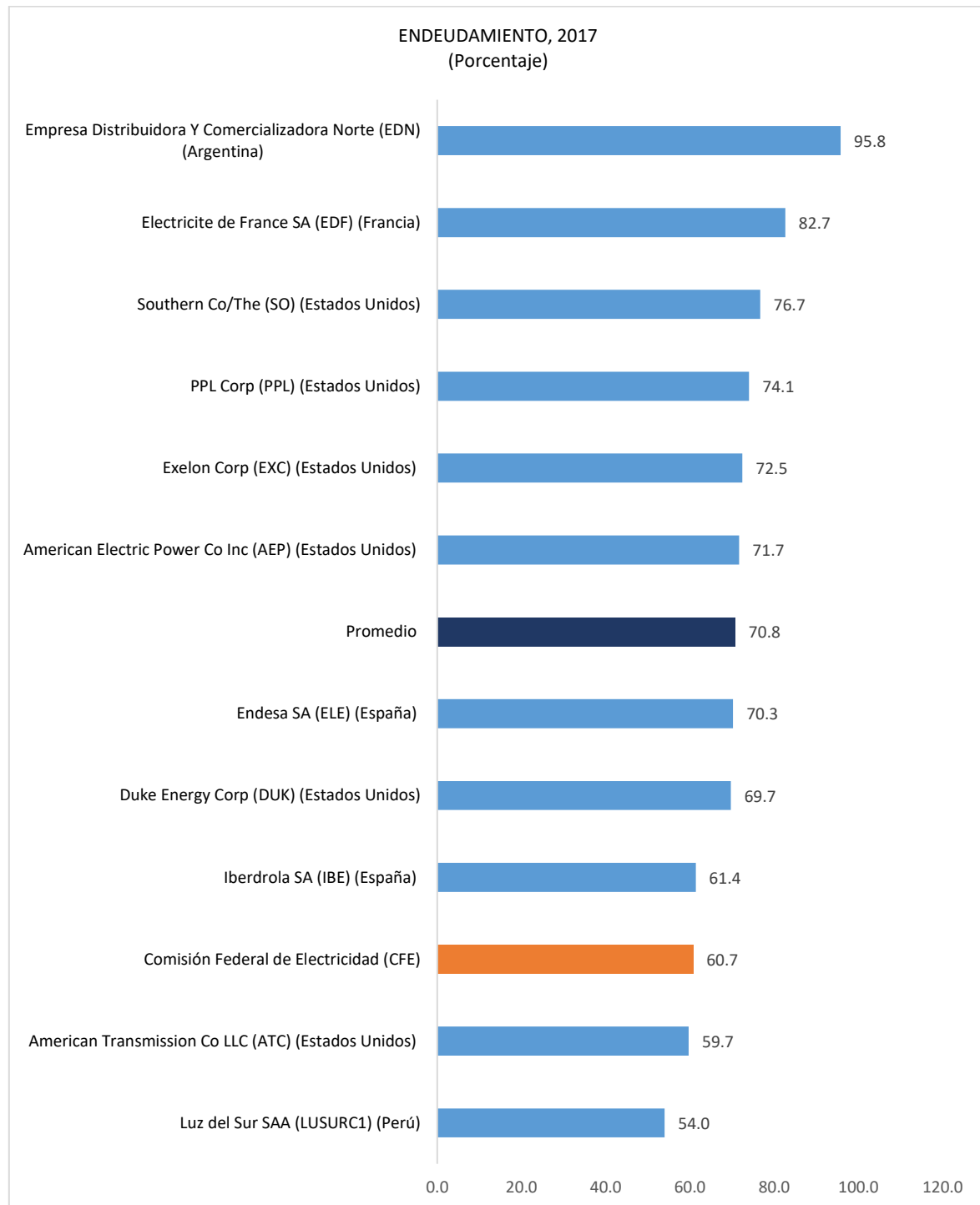
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

En materia de solvencia, CFE se ubicó en tercer lugar, 20.4 puntos porcentuales por debajo del primer lugar que fue la empresa Luz del Sur de Perú, y 20.2 puntos porcentuales por encima del promedio que fue de 144.5%.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN)

Para 2017, CFE presentó el tercer mejor nivel de apalancamiento, respecto de las 12 empresas analizadas, lo que lo situó 256.9 puntos porcentuales por debajo, lo que se considera algo bastante positivo para la EPE.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

En 2017, el porcentaje de endeudamiento de las empresas analizadas fue de 70.8%, mientras que CFE registró un 60.7%, lo que representó 10.1 puntos porcentuales menos que el promedio.

d) Capacidad instalada por tecnología de generación.

Con datos de "Bloomberg" sobre la capacidad instalada para la generación de energía en diferentes empresas internacionales, se identificó la información para comparar la capacidad instalada por tipo de tecnología de la CFE y ocho empresas internacionales que tienen actividades similares a las de la comisión, cinco de Estados Unidos, dos de España y una de Francia. La información disponible será de utilidad para conocer la importancia que tiene para estas compañías el uso de tecnologías que sean menos contaminantes. Los datos observados para el año 2017 se muestran en la tabla siguiente.

CAPACIDAD INSTALADA POR EL TIPO TECNOLOGÍA UTILIZADA POR EMPRESA, 2017
 (Mega-watts MW, Porcentajes)

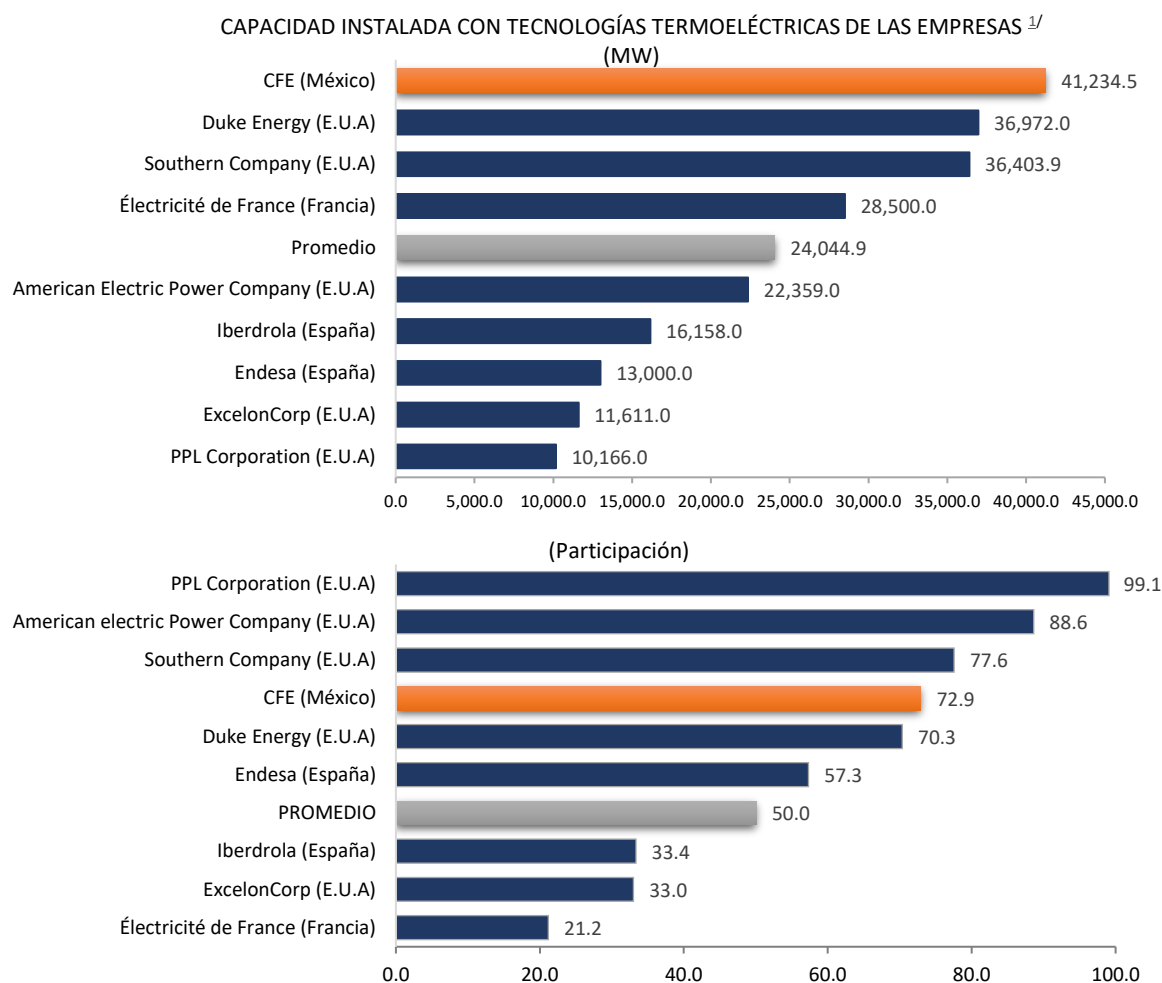
Tecnología	CFE (México)	American Electric Power Company (E.U.A)	PPL Corpora- tion (E.U.A)	Excelon Corp (E.U.A)	Southern Company (E.U.A)	Duke Energy (E.U.A)	Endesa (España)	Iberdrola (España)	Électricité de France (Francia)	Promedio
Hidroeléctrica	12,125.4	269.0	96.0	1,642.0	2,755.6	3,557.0	4,700.0	12,816.0	23,160.0	6,791.2
Nucleoeléctrica	1,608.0	2,278.0	0.0	20,310.0	3,679.9	8,854.0	3,300.0	3,177.0	75,200.0	14,800.9
Termoeléctrica ^{1/}	41,234.5	22,359.0	10,166.0	11,611.0	36,403.9	36,972.0	13,000.0	16,158.0	28,500.0	24,044.9
-Carbón	5,378.4	14,506.0	7,410.0	10.0	16,889.6	17,788.0	5,200.0	874.0	7,900.0	8,439.6
-Gas	21,479.1	7,853.0	0.0	8,719.0	19,514.3	4,561.0	5,400.0	13,985.0	13,000.0	10,501.3
-Petróleo	359.0	0.0	0.0	1,104.0	0.0	371.0	2,400.0	0.0	7,600.0	1,314.9
-Cogeneración eficiente	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,299.0	0.0	n.a.
-Multicom- bustibles	14,018.1	0.0	2,756.0	1,778.0	0.0	14,252.0	0.0	0.0	0.0	3,644.9
Renovables	1,578.8	327.0	0.0	1,605.0	4,096.7	3,174.0	1,675.5	16,296.0	7,759.0	4,056.9
-Eólica	699.2	311.0	0.0	961.0	1,473.7	2,311.0	1,618.3	16,077.0	6,488.0	3,326.6
-Solar	6.0	16.0	0.0	532.0	2,504.2	863.0	13.4	219.0	1,141.0	588.3
-Bioenergía	0.0	0.0	0.0	112.0	115.5	0.0	0.5	0.0	40.0	29.8
-Geotérmica	873.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	n.a.
-Otras	0.0	0.0	0.0	0.0	3.2	0.0	43.3	0.0	90.0	15.2
Capacidad Instalada Total	56,546.6	25,233.0	10,262.0	35,168.0	46,936.0	52,557.0	22,675.5	48,447.0	134,619.0	48,049.3
Convencionales Part. (%)	41,234.5 72.9	22,359.0 88.6	10,166.0 99.1	11,611.0 33.0	36,403.9 77.6	36,972.0 70.3	13,000.0 57.3	16,158.0 33.4	28,500.0 21.2	24,044.9 50.0
Limpias Part. (%)	15,312.1 27.1	2,874.0 11.4	96.0 0.9	23,557.0 67.0	10,532.1 22.4	15,585.0 29.7	9,675.5 42.7	32,289.0 66.6	106,119.0 78.8	24,044.4 50.0

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de “Bloomberg”.

^{1/} En el caso de las centrales termoeléctricas de la CFE con capacidad instalada se consideraron las tecnologías Carboeléctrica, Cogeneración Eficiente, Termoeléctricas Convencionales, Combustión Interna, Ciclo Combinado y Turbogás.

Para 2017, la CFE registró una capacidad instalada para la generación de energía eléctrica de 56,546.6 MW, cercana a la capacidad reportada por dos de las empresas estadounidenses: Southern Company, con 46,936.0 MW y Duke Energy, con 52,557.0 MW; y una de las españolas: Iberdrola, con 48,447.0 MW; así también, es cercana a la del promedio de 48,049.3 MW. La compañía francesa Électricité de France registró la mayor capacidad disponible, con 134,619.0 MW. Debido a las diferencias observadas en términos de la capacidad instalada en Mega Watts, para realizar una comparación de la situación de CFE, respecto de las ocho empresas extranjeras, es importante analizar también las respectivas participaciones.

En la evaluación de la implementación de la estrategia de operación de la política, se observó que México tiene una alta dependencia para la generación con tecnologías termoeléctricas, en 2017 contó con una capacidad de 41,234.5 MW instalada con este tipo de tecnología, 68.3% más que la capacidad de instalada por la compañía francesa Électricité de France de 28,500.0 MW. Además, en el caso de México, la participación de esta tecnología es del 72.9% del total instalado, mientras que para Francia es del 21.2%. La comparación con el resto de compañías se presenta a continuación.



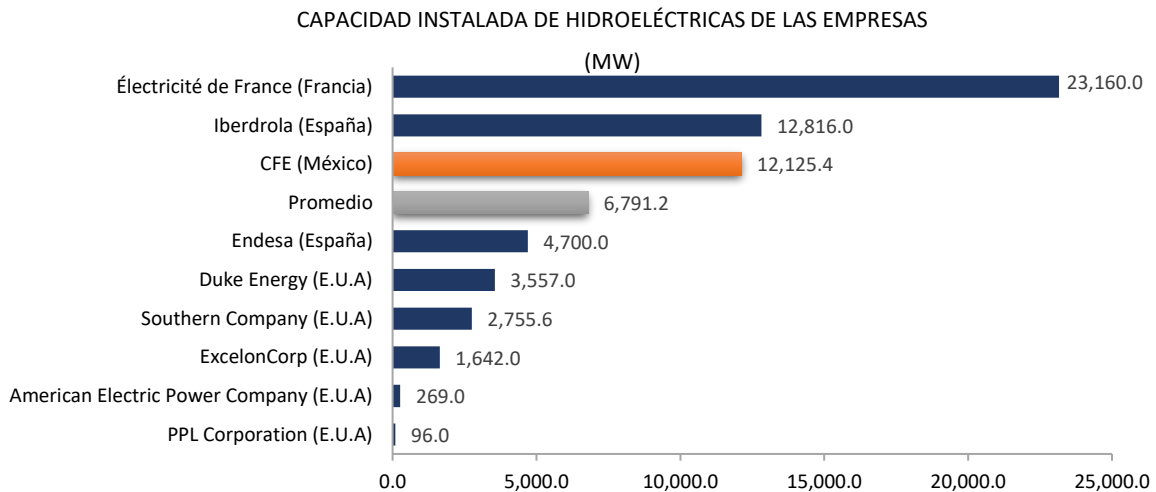
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

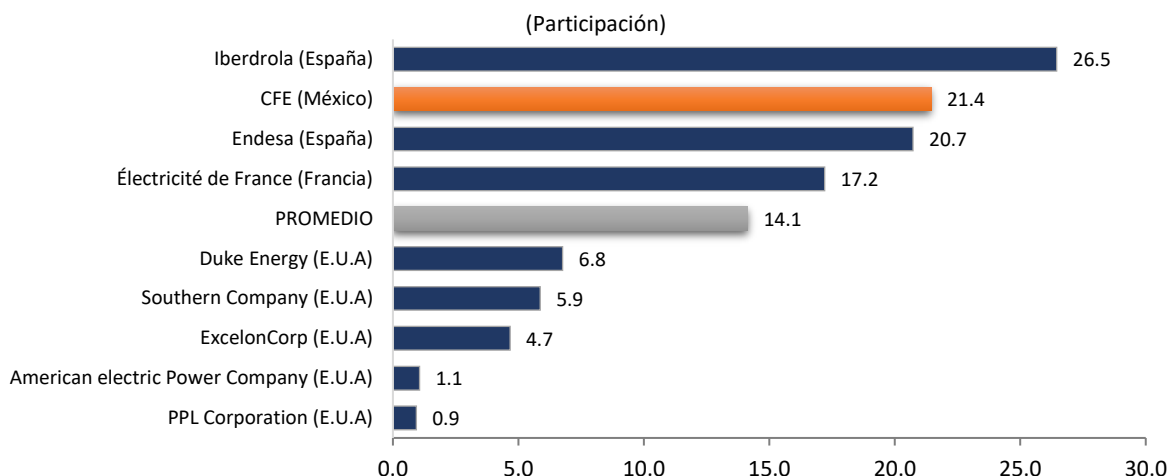
^{1/} Las termoeléctricas considera las tecnologías Carboeléctrica, Cogeneración Eficiente, Termoeléctricas Convencionales, Combustión Interna, Ciclo Combinado y Turbogás (Tecnologías convencionales).

Si bien CFE es la empresa con mayor capacidad instalada con tecnología termoeléctrica (41,234.5 MW), en términos de la participación respecto de la capacidad total, queda por debajo de tres de las cinco compañías estadounidenses, Southern Company con 77.6%, American Electric Power Company con 88.6% y PPL Corporation con 99.1%. Esta última empresa tiene la menor capacidad instalada; no obstante, por el volumen de su capacidad instalada, la participación de la compañía francesa es la más baja de las nueve empresas, con el 21.2%.

Respecto de la capacidad instalada con tecnologías limpias, la de CFE es similar a la de dos (Southern Company y Duke Energy) de las cinco compañías estadounidenses, con una participación inferior al 30.0%, en contraste con la compañía francesa (Électricité de France) y una española (Iberdrola), cuya capacidad instalada para producir electricidad con tecnologías menos contaminantes representó más del 50.0% de su capacidad instalada, superior incluso a la meta impuesta de producción con tecnologías limpias impuesta para México, que para 2024 se esperaba fuera del 35.0%.

A continuación, se presenta la comparación de la capacidad instalada con tecnologías consideradas limpias: hidroeléctricas, nucleoelectricas y otras renovables.

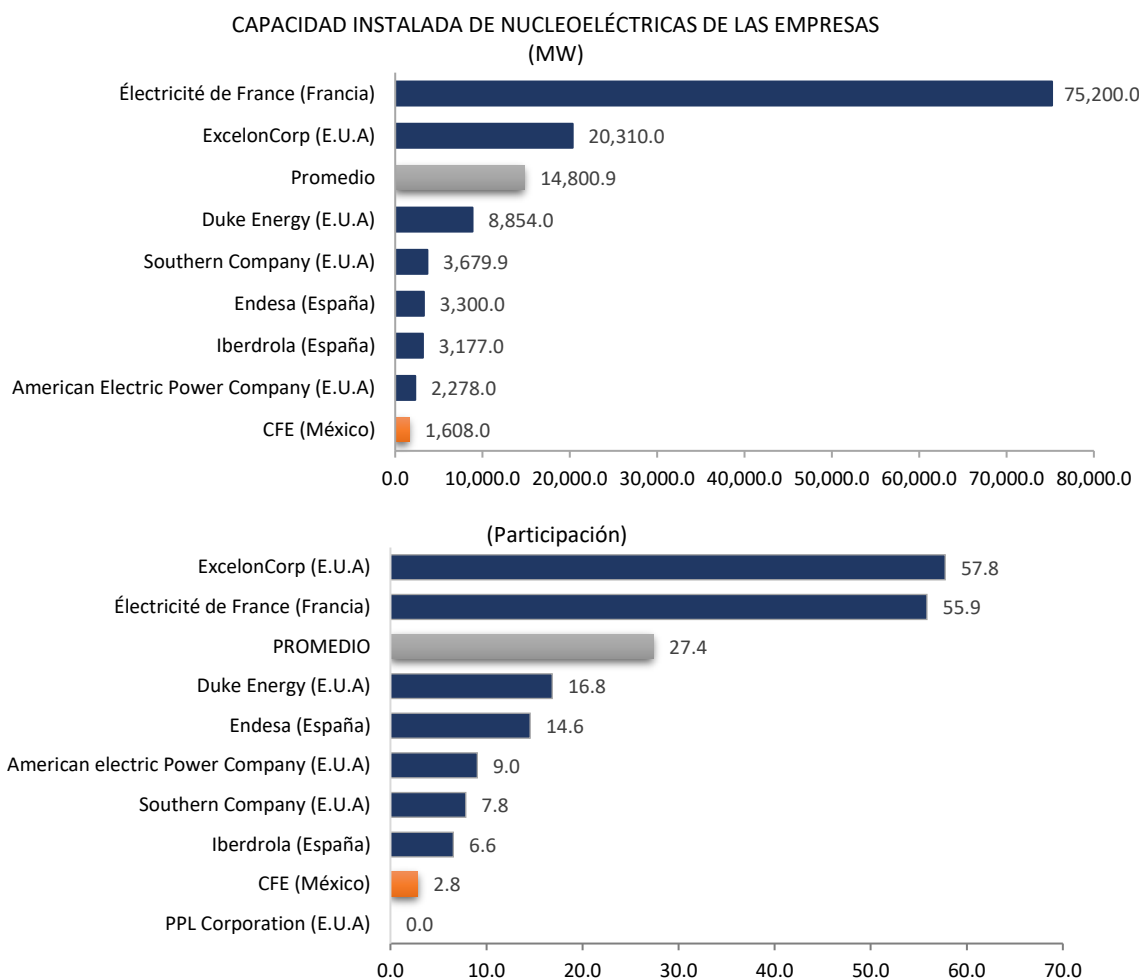




FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

En el caso de la capacidad instalada con tecnología hidroeléctrica, la CFE es la tercera empresa con más capacidad, con 12,125.4 MW y su participación es del 21.4%, lo que la posiciona en lugar número dos; sin embargo, tanto en términos brutos como en la participación, su capacidad está por debajo de Iberdrola, la compañía española con una capacidad total similar a la de CFE, ya que en España este es el medio de producción de electricidad con tecnologías limpias más consolidado, por el alto aprovechamiento de su orografía y la existencia de un gran número de presas. No obstante, este tipo de tecnología es intermitente y debe estar sujeta a la obtención de abundantes reservas hídricas.

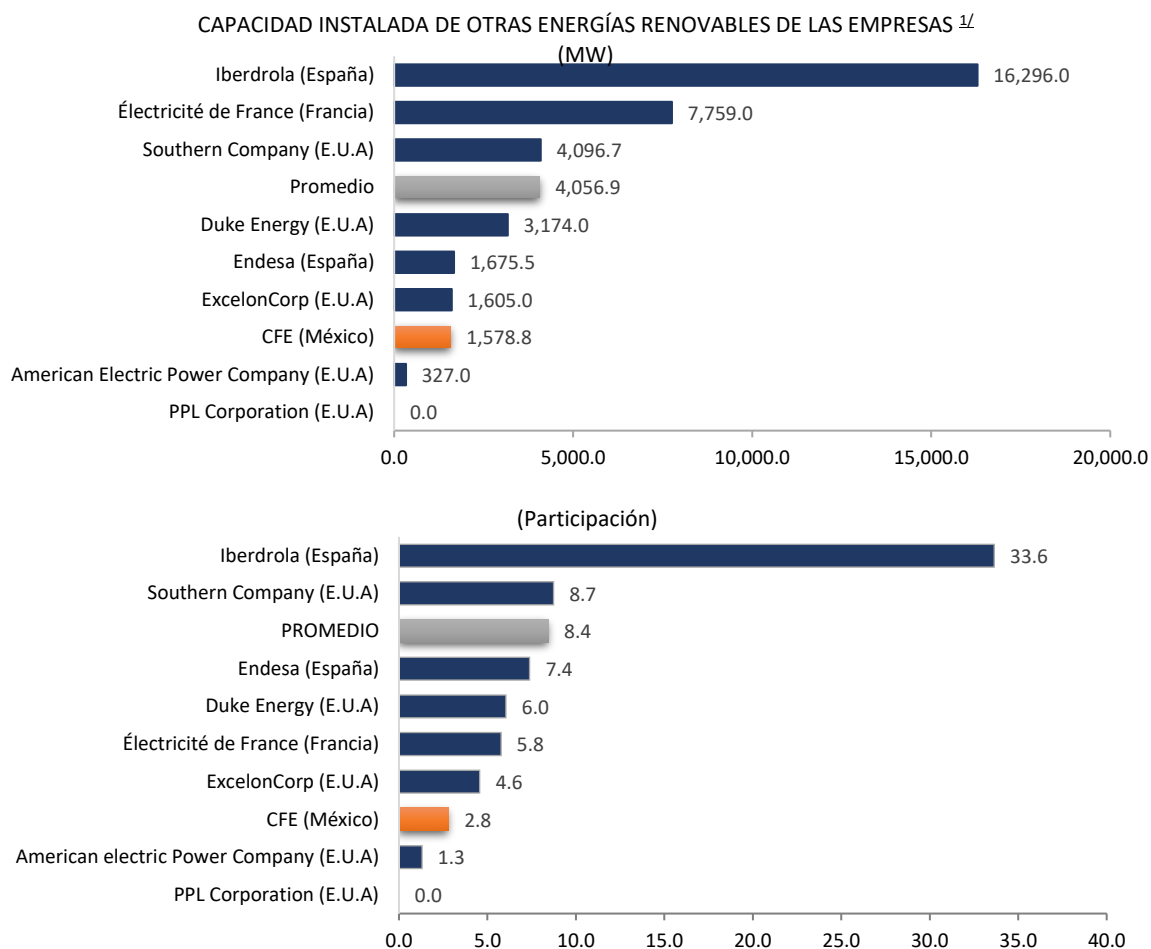
Otra de las tecnologías consideradas limpias es la nucleoelectrica, que representan una fuente segura y competitiva para el suministro de energía eléctrica, ya que generan electricidad de forma continua para satisfacer la demanda de energía eléctrica. En el siguiente gráfico se presenta la comparación de la capacidad instalada con este tipo de tecnología, de las nueve empresas analizadas.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

En el caso de las tecnologías nucleoelectricas, la compañía francesa (Électricité de France) es la que tiene la mayor capacidad instalada, y es la principal tecnología de la que depende este país para la generación de energía, lo que hace que Francia tenga un importante nivel de independencia y seguridad energética, además de que la consolidación de sus centrales, ha logrado que produzca energía a precios bajos y con las mínimas emisiones de CO₂. En este tipo de tecnología, México se encuentra en la posición más baja, ya que cuenta con un solo reactor nuclear, mientras que Francia tiene 58.

Así también, las empresas cuentan con otro tipo de energías limpias y consideradas renovables, tales como la eólica, solar, bioenergía y geotérmica; sin embargo, son las que tienen la menor participación respecto de la capacidad total instalada. La comparación de la capacidad instalada con este tipo de tecnologías se presenta a continuación.



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en información de la plataforma Bloomberg, y del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN).

^{1/} En la categoría de “otras” renovables, se considera a las tecnologías Eólica, Solar, Bioenergía y Geotérmica.

Por lo que corresponde a las tecnologías renovables, España ^{239/} y Francia ^{240/} son las que tienen mayor representatividad, la compañía española (Iberdrola) ocupa la primera posición tanto de la capacidad instalada, como de la participación respecto de la capacidad total, debido a la potencialización del uso de la tecnología eólica, principalmente, este tipo de tecnologías, es el segundo más desarrollado por España. En el caso de México, su capacidad instalada con tecnologías

^{239/} Hasta 2013, España contó con un mecanismo basado en primas con el que los productores de energía renovable tenían derecho a vender el total de su producción a la red a un precio fijo más un incentivo que compensa el valor ambiental por tipo de tecnología para la producción renovable. Dicho mecanismo se sustituyó por un nuevo régimen retributivo específico. Consultado en “el impacto de las energías renovables en la economía con el horizonte 2030”, Abay analistas económicos y sociales para Greenpeace, octubre 2014.

^{240/} Francia cuenta con mecanismos basados en compra obligatoria de energías renovables por parte de los suministradores y créditos tributarios. Artículo consultado en revista “Petróleo y energía”, Meritet Sophie, Ferráez Comunicación, Ciudad de México, abril 2010.

renovables se encuentra siete lugares por debajo de Iberdrola, aun cuando tiene una capacidad total similar a la de esta compañía.

Lo anterior, posiciona a CFE en las siguientes posiciones, con tecnologías termoeléctricas: 4; hidroeléctricas: 2; nucleoeeléctricas: 9; renovables: 8.

En conclusión, para presentar un panorama general sobre la situación del sector eléctrico en el país a nivel mundial y en comparación con algunas de las naciones más desarrolladas del mundo y otras con niveles de ingresos similares, se realizó un análisis de la posición que ocupa México respecto de los países de la OCDE, en tres índices internacionales del Foro Económico Mundial: el Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial, el Índice de Transición Energética y los indicadores del sector eléctrico del Índice de Competitividad Global.

El Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial demostró que, durante el periodo de análisis 2013-2017, la calificación del país mejoró, aunque la de otros países aumentó de forma más rápida, por lo que la posición de México en el ranking disminuyó. En el Índice de Transición Energética de 2018, se observó que, en el subíndice de desempeño del sistema energético, México obtuvo un puntaje cercano al de los países más ricos de la OCDE. Sin embargo, el nivel de preparación para la transición hacia un sistema más seguro, confiable, incluyente y sustentable fue bajo, lo que implica que este será un reto importante hacia el futuro.

Al respecto, en el desarrollo de la presente evaluación se determinó que, con la actual política se consideró la necesidad de transitar hacia un sistema energético más sustentable y se implementó el mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL) para incrementar la proporción de este tipo de energías en la matriz de generación. Sin embargo, este comenzó a operar en 2018, por lo que aún no se pueden observar resultados que vinculen la posición de México en el índice, con el avance registrado hasta la fecha.

Por su parte, los indicadores relacionados con el sector eléctrico del Índice de Competitividad Global mostraron que el país presenta problemas en la calidad del suministro eléctrico y en el porcentaje de electricidad perdida en los procesos de transmisión y distribución, lo que era de esperarse tras los resultados que se determinaron en la evaluación del componente de operación, donde se determinó que aún existen altos niveles de saturación de las líneas y pérdidas de energía. En ambos indicadores, México se situó como el penúltimo país de la OCDE, detrás de Turquía. En el

indicador de porcentaje de pérdidas, el país registró 13.1% en el 2015, más que el promedio mundial de 11.3% y el promedio de la OCDE de 6.3%.

Por lo que corresponde a las razones financieras analizadas, la CFE ha realizado esfuerzos en los últimos años para mejorar su situación financiera; no obstante, a 2017 acumuló una cartera vencida de 42.1 miles de millones de pesos, equivalentes al 11.5% de los ingresos totales obtenidos por la venta de energía eléctrica en ese año, de los cuales el 53.0% correspondió, principalmente, a robo de energía, mientras el 47.0% restante, se debió a fallas técnicas, así como ineficiencias en sus costos y gastos directos, entre otras razones, explican los resultados de CFE al compararla con otras empresas del mismo giro, el ROA de la EPE se encuentra 2.0 puntos porcentuales por debajo del promedio de las empresas comparadas, su ROE se ubicó 13.8 puntos porcentuales por debajo del promedio, 4.4 puntos porcentuales por debajo del promedio de la productividad del activo de las empresas comparadas, 16.7 puntos porcentuales por debajo del promedio de la eficiencia en ventas de las compañías comparadas. No obstante, lo anterior, es destacable de manera positiva la diferencia respecto del promedio de las empresas internacionales en sus indicadores de Liquidez, Solvencia, Apalancamiento y Endeudamiento de 32.6, 20.2, 256.9 y 10.1 respectivamente.

Finalmente, respecto de la capacidad instalada para la generación de electricidad, los análisis muestran que México sigue teniendo una alta dependencia a la producción de energía con tecnologías convencionales, altamente contaminantes, su participación respecto de este tipo de tecnologías (72.9%) es cercana a la de las compañías estadounidenses (Southern Company con 77.6%, American Electric Power Company con 88.6% y PPL Corporation con 99.1%); sin embargo, estas compañías tienen una capacidad total instalada, inferior a la de CFE.

La compañía española Iberdrola, tiene un alto potencial para producir con energías limpias, el 33.6% con tecnologías renovables, principalmente eólica; el 26.5% con hidroeléctrica, y el 6.6% con nuclear; esto debido a que España cuenta con un marco regulatorio más estable en la materia y un mejor aprovechamiento de sus recursos naturales. Asimismo, la compañía francesa (Électricité de France) es la que tiene el mayor potencial para generar energía nuclear, su capacidad representa el 55.9% de su capacidad total, logrando que Francia tenga una alta dependencia y seguridad energética, pues este tipo de tecnología no es intermitente y, en el mediano plazo, alcanza precios bajos de producción y mínimos niveles de contaminación.

3.4 Alineación y contribución con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

En la reunión de la Asamblea General de las Naciones Unidas llevada a cabo en 2015, se aprobaron los Objetivos de Desarrollo Sostenible, que dan continuidad a los Objetivos de Desarrollo del Milenio. El 1° de enero del 2016 entró en vigor la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible. La agenda se compone de 17 objetivos y 169 metas que abarcan las tres dimensiones del desarrollo sostenible: social, económica y ambiental.^{241/}

El propósito de este apartado es analizar el nivel de avance en el cumplimiento del objetivo número 7 de los ODS, el cual se encuentra alineado con la actual política energética y consiste en garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

De acuerdo con el INEGI, en su carácter de Comité Técnico Especializado de los ODS, el objetivo cuenta con tres metas: 1) garantizar para 2030 el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos; 2) aumentar a 2030 considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas, y 3) duplicar para 2030 la tasa mundial de mejora de eficiencia energética. Cada meta cuenta con un indicador: 1) proporción de la población con acceso a la electricidad; 2) proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía, y 3) intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB, respectivamente.

Como parte de los trabajos de evaluación, se consultó a los operadores de la política energética en materia de electricidad para saber si cuentan con información respecto de su contribución al cumplimiento del ODS 7.

^{241/} En 2018, las entidades de fiscalización superior de 11 países de Latinoamérica, entre ellos México, realizaron una auditoría coordinada cuyo propósito consistió en evaluar el nivel de preparación de los gobiernos nacionales para implementar los Objetivos de Desarrollo Sostenible.

La auditoría coordinada evaluó los niveles de avance del gobierno nacional de cada uno de los 11 países en los siguientes rubros: institucionalización de los ODS, involucramiento del gobierno en la Agenda 2030, plan nacional de largo plazo, plan nacional de mediano plazo, prevención y gestión de riesgos, articulación política, coordinación entre políticas públicas, monitoreo y evaluación nacional, indicadores nacionales, sensibilización a la agenda 2030 e informe nacional voluntario. Adicionalmente, se evaluó de forma específica el nivel de preparación para implementar la meta 2.4, que busca la sostenibilidad en la producción de alimentos.

Al respecto, se identificó que era necesario fortalecer la institucionalización de los ODS y definir responsabilidades, implementar una planificación nacional de largo plazo, la gestión de riesgos transversales y procesos participativos para los informes voluntarios nacionales.

En el caso de México, los primeros pasos para implementar los ODS fueron la creación del Consejo Nacional de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y el Comité Técnico Especializado de los ODS, que se encarga de generar y actualizar los indicadores usados para diseñar y evaluar las políticas públicas necesarias.

METAS	SENER	CFE	CRE	CENACE	SEMARNAT	PROFEPA	SHCP
1. Acceso Universal	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI
2. Energía renovable	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO
3. Mejora de la eficiencia	SI	NO	NO	NO	SI	NO	NO

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por la SENER, CFE, CRE, CENACE, SEMARNAT, PROFEPA y SHCP.

De acuerdo con la información reportada por los responsables de la política, cinco entes contribuyen con la meta de acceso universal: la SENER, la CFE, la CRE, el CENACE y la SHCP; con la meta de eficiencia energética contribuyen la SENER y la SEMARNAT, mientras que para energía renovable todos los operadores participan con excepción de las SHCP. La tabla siguiente muestra la información que los operadores consultados reportaron sobre la forma en que contribuyen a la implementación del ODS 7.

SENER	Cabeza del sector y principal responsable de definir las estrategias para contribuir al logro de la meta 7. Participa en la elaboración de indicadores, metas y estrategias.
CFE	Reportó que se está generando un portafolio de proyectos de infraestructura para la reducción de las pérdidas técnicas con proyectos confiables y rentables.
CRE	Ha desarrollado diversas regulaciones que contribuyen al logro del objetivo 7. Participa directamente en el mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL), uno de los mecanismos diseñados para incrementar el porcentaje de energía generada con fuentes limpias.
CENACE	Ha participado en actividades para contribuir al logro de la meta 4, que consiste en impulsar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología de energías limpias. Desarrolla Subastas de Largo Plazo de Certificados de Energías Limpias.
SEMARNAT	Ha elaborado instrumentos normativos (Normas Oficiales Mexicanas) y de fomento que se vinculan con las metas de acceso universal a servicios energéticos y a la duplicación de la tasa de mejora de la eficiencia energética.
SHCP	Reportó que en los lineamientos para el proceso de programación para el ejercicio fiscal 2018 se integró el numeral 10, que tiene como objetivo incorporar los objetivos de la Agenda 2030 en la integración del presupuesto, por lo que las dependencias, entidades, poderes legislativo y judicial, entes autónomos, empresas productivas del Estado, el Tribunal Federal de Justicia Administrativa y el INEGI deberán vincular los ODS con sus estructuras programáticas.

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información remitida por la SENER, CFE, CRE, CENACE, SEMARNAT, PROFEPA y SHCP.

A nivel nacional existen tres indicadores para alcanzar las metas del objetivo 7, de los cuales dos se relacionan con el sector eléctrico y uno abarca a todo el sector energético. A continuación, se muestran los indicadores, las instituciones a cargo de estos y los resultados obtenidos más recientes.

Objetivo	Meta	Indicador nacional	Encargado de los indicadores	Resultados
Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna	De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos	Proporción de la población con acceso a la electricidad	INEGI y CFE	98.6% *
	De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas	Proporción de la energía renovable en el consumo final total de energía	SENER	8.6%**
	De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética	Intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB	INEGI y SENER	366.9**

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la información de INEGI, CFE y la SENER. Disponible en: <http://agenda2030.mx/ODSopc.html?ti=T&goal=0&lang=es#/ind>

* Información del INEGI y CFE, 2017.

** Información del SENER, 2016.

El indicador para medir el nivel de avance de la primera meta está a cargo del INEGI y la CFE. En 2017, el indicador “proporción de la población con acceso a la electricidad”, registró 98.6%, ello indicó que éste porcentaje de viviendas y habitantes contaron con el servicio de energía eléctrica; en relación con el “porcentaje de la energía renovable en el consumo final total de energía”, a cargo de la SENER, en 2016 se reportó un consumo del 8.6% de este tipo de energía, lo que significó el uso energético de biogás, bagazo de caña, eólica, geotermia, leña y solar; por último, el indicador “intensidad energética medida en función de la energía primaria y el PIB”, a cargo del INEGI y la SENER, el cual en 2016 registró 366.9 kilojoules por peso producido, este indicador considera la relación entre consumo energético y la actividad económica y se refiere a la cantidad de energía requerida para generar una unidad monetaria del producto interno bruto.

Para 2017, seis de los siete entes responsables de la política energética en materia de electricidad reportaron información sobre la forma en que contribuyen a la implementación de la meta de garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

Es importante señalar que en septiembre de 2018 se publicó la Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030.^{242/} La Secretaría de Energía actuó como la unidad coordinadora a cargo del objetivo 7. Este trabajo colaborativo entre la Administración Pública Federal, sociedad

^{242/} Gobierno de la República, Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030, 2018, pp. 47-51.

civil, academia, sector privado y organizaciones internacionales, incluye las siguientes metas con sus respectivos indicadores.

1. De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables, sostenibles y modernos, promoviendo las energías de bajo impacto, eliminando el consumo de leña y carbón.
2. Para 2030, generar 37.7% de la energía eléctrica total a partir de fuentes limpias y 50% a 2050, lo que reducirá el CO₂ generado por la producción de electricidad.
3. Reducir anualmente en 1.9% la intensidad de consumo final de energía durante el periodo 2016 a 2030; para el periodo 2031-2050, la tasa promedio anual de reducción será del orden del 3.7%.
4. Duplicar la inversión en investigación y desarrollo tecnológico en energías limpias en los siguientes 5 años.
5. De aquí a 2030, lograr la soberanía energética impulsando el aprovechamiento del potencial de México en distintos tipos de energía renovable.

La publicación de la Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030 es un elemento importante para fortalecer el nivel de vinculación entre las actividades de las dependencias del gobierno Federal con los ODS. De las seis metas totales, cinco están relacionadas con el sector eléctrico.

3.5 Epítome capitular

La ASF evaluó el diseño e implementación de la política pública de energía en materia de electricidad, en el que se establecieron los objetivos de la intervención en términos de incrementar la inversión en el sector, reducir las tarifas, disminuir el impacto ambiental, avanzar hacia la cobertura universal y que la CFE sea rentable y generara valor económico para el Estado. Lo anterior, a fin de mantener el equilibrio de la oferta y la demanda, y cumplir las metas establecidas en la reforma energética en materia de electricidad.

A continuación, se presentan los principales resultados del avance en el cumplimiento de los objetivos señalados.

a) Inversión en el sector

Con la información disponible, se identificó que, durante el periodo 2013-2016, la inversión real ejercida en el sector ascendió a 228,409.8 millones de pesos, con el inicio de la operación del MEM, entre 2015 y 2016, se registró un incremento del 88.2%, al pasar de 50,197.3 a 94,460.5 millones de pesos, con lo cual la ASF estimó que, para 2017 la inversión sería de 138,723.7 millones de pesos.

En el periodo analizado, la inversión pública fue superior a la privada, lo que se revertió en 2016. Para el periodo 2015-2017, la SENER estimó el fortalecimiento de la inversión privada por los proyectos asociados a las Subastas de Largo Plazo logrando una inversión comprometida de 176,143.7 millones de pesos. Asimismo, en 2018 la SENER pronosticó que, para el periodo 2018-2032, se espera una inversión de 2,003,369.5 millones de pesos, el 84.4% para generación, el 8.7% para transmisión y el 6.9% para distribución.

Con la inversión ejercida se mostraron avances poco significativos en la mejora de los procesos productivos del sector, por lo que persisten las deficiencias en términos de generación, e ineficiencias en la infraestructura de transmisión y distribución, que ocasionan altos niveles de pérdidas de energía.

b) Reducción de las tarifas del servicio eléctrico

Durante el periodo 2013-2017, las tarifas domésticas pasaron de 1.72 a 1.46 pesos por kWh consumido; no obstante, entre 2011 y 2013, pasaron de 1.51 a 1.72 pesos por kWh, debido a dos ajustes, en el primer año fue del 5.3% y en el segundo del 8.2%. El incremento en las tarifas se observó desde el primer ajuste tarifario que se realizó en 2012, en un mes pasaron de 1.50 a 1.68 por kWh, cerrado ese año en 1.71. A partir de 2015, los precios se fijaron anualmente.

Las fluctuaciones de los precios de los combustibles utilizados para la producción de electricidad afectan los costos de generación e influyen directamente en las tarifas comerciales e industriales, toda vez que, de acuerdo con las disposiciones establecidas por la CRE para este tipo de tarifas, ese costo representa el 63.4% de la tarifa final. Para disminuir las tarifas eléctricas es necesario optimizar los procesos de producción, modernizar las centrales eléctricas y la canasta de fuentes de generación, y disminuir las pérdidas en transmisión y distribución, que permitan la reducción de los costos de generación y realizar acciones para evitar la exposición de los mismos a las fluctuaciones de los precios de los combustibles y a factores externos, como el tipo de cambio.

El hecho de que las tarifas para el consumo doméstico básico se mantengan con el subsidio establecido por la SHCP representa un beneficio para la población; no obstante, para la CFE significa un deterioro a su desempeño financiero, si el precio de venta no refleja adecuadamente los costos de producción. En el caso de las tarifas industriales y comerciales, siguen siendo las más elevadas y sin ser competitivas internacionalmente, son afectadas directamente por las oscilaciones de los precios de los combustibles y del tipo de cambio.

c) Disminución del impacto ambiental

El impacto ambiental ocasionado por el sector registrado a 2017 no registra cambios significativos, toda vez que el lento ritmo de sustitución de centrales eléctricas permite que el uso de combustibles fósiles sea la fuente principal para la generación de electricidad.

Aun cuando se prioriza el despacho de energías limpias, su intermitencia y crecimiento marginal en términos de participación, propician que la electricidad generada con tecnologías convencionales siga aumentando y, en consecuencia, las emisiones contaminantes del sector también, toda vez que, de 2013 a 2017, se generaron 639.0 millones de toneladas, con lo cual, entre 2013 y 2016 (último año disponible) el costo del impacto ambiental estimado ascendió a 59,138.1 millones de pesos y, en 2016, por cada 100.0 pesos que el sector eléctrico contribuía al crecimiento de la economía, 6.3 pesos correspondían al costo por el agotamiento y la degradación del medio ambiente.

d) Cobertura universal

A 2017, el Fondo de Servicio Universal Eléctrico benefició al 10.0% de las viviendas que, de acuerdo con el INEGI, no contaban con electricidad, con lo cual las viviendas electrificadas aumentaron en 0.1 puntos porcentuales, al pasar de 98.7% en 2015 a 98.8% en 2017. Sin embargo, alcanzar la meta de un México cien por ciento iluminado es un proceso largo, debido a las características sociodemográficas y geográficas de la población objetivo.

e) Rentabilidad y generación de valor económico por la CFE

La CFE no cuenta con un indicador específico que le permita medir su capacidad para generar valor económico, por lo que la ASF analizó los indicadores EBITDA y EVA, con los cuales determinó que, después de pagar el interés de todas sus partes deudoras, la Comisión carece de posibilidades de

generar valor económico. Asimismo, sus costos de operación no le permiten incrementar sus ingresos netos.

Por tanto, mientras la CFE no implemente estrategias para reducir sus costos de producción, mejore y amplíe su infraestructura de transmisión y distribución, reduzca los niveles de energía perdida y alcance la competitividad en el Mercado Eléctrico que le permita atraer a los clientes más rentables, la Comisión estará limitada para generar valor económico para el Estado.

f) Oferta y demanda

La capacidad de generación ha tenido un incremento significativo acorde al crecimiento de la demanda de energía; durante el periodo 2013-2017, la demanda de energía incrementó en 3.2% en promedio anual, al pasar de 38,138.0 a 43,319.0 MWh; en términos de la energía generada, se registró un crecimiento promedio anual del 2.7%, al pasar de 296,357.5 a 329,162.3 GWh. No obstante, con el análisis del crecimiento de las capacidades de transmisión y distribución, se determinaron diferencias significativas en su comportamiento, además de que existen deficiencias que provocan la saturación de las líneas y pérdidas de energía, que deben ser atendidas, a fin de que el suministro del servicio no se vea afectado.

g) Incrementar la generación de energías limpias

En la iniciativa de la reforma energética de 2013 se incluyó la meta de incrementar la generación de Energías Limpias al 35.0% a 2024; en este sentido, la tendencia registrada de 2008 a 2013 disminuyó su participación en 3.3% en promedio anual, dado que pasó de 21.4% a 18.1%. Mientras que, con la política actual, se incrementó a razón de 3.9% en promedio anual, registrando en 2017 una participación del 21.1%; por lo tanto, el avance en el cumplimiento de la meta establecida en la exposición de motivos de la reforma fue del 60.3%. De mantenerse las condiciones actuales, a 2024 se estaría logrando un 76.9% de avance en la meta programada para ese año; sin embargo, de acuerdo con el ININ, una alternativa viable para incrementar la participación de energías limpias y, en consecuencia, el cumplimiento de las metas, sería producir electricidad por medio de tecnología nucleoelectrica, por lo cual es preciso implementar los mecanismos necesarios para el financiamiento e instalación de los tres reactores nucleares establecidos en el PRODESEN 2018-2032.

h) Crecimiento económico

La iniciativa de reforma incluyó dos metas de crecimiento económico: un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025; sin embargo, los responsables de la operación de la política no cuentan con mecanismos para determinar el avance en el cumplimiento de las mismas. No obstante, con base en el comportamiento del PIB del sector energético (hidrocarburos y electricidad), se identificó que, de 2013 a 2017, en el caso de electricidad, las adecuaciones de 2014 tuvieron un efecto positivo y se registró un incremento promedio anual del 12.5%; caso contrario al de hidrocarburos el cual registró una disminución del 14.7% en promedio anual en el periodo referido.

Asimismo, se observó que la participación del PIB integrado por los sectores de hidrocarburos y electricidad respecto del PIB nacional presentó un comportamiento a la baja, toda vez que, de 2008 a 2017, disminuyó en 4.7%, al pasar del 8.9% al 4.2% del PIB nacional.

La ASF estimó que, en 2018, se tendría un porcentaje de participación en el PIB nacional del 4.3% y en 2025 del 5.9%. En este sentido, se considera que las metas programadas respecto del crecimiento económico no podrán ser cumplidas con las condiciones y comportamientos actuales en el sector, dado que, en 2013 cuando se definieron las metas, el porcentaje de participación del PIB del sector energético respecto del nacional, equivalía al 6.6% y los datos proyectados son inferiores, por lo que no se registran los impactos positivos esperados con la ejecución de la nueva política en el crecimiento económico nacional.

i) Generación de empleos

Con la actual política pública se propusieron las metas de crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025; sin embargo, la SENER no dispone de una metodología o parámetros para conocer en qué medida se ha contribuido a cumplirlas.

Al respecto, con la información de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) 2008-2018, del INEGI, la ASF estimó que, de 2008 a 2013, la población ocupada en el sector decreció en 0.7% en promedio anual, al pasar de 353.8 a 342.3 miles de personas ocupadas. En 2018 se registraron 317.3 miles de personas ocupadas, lo que significó que en el periodo 2013-2018, la población ocupada en el sector disminuyó en 1.5% en promedio anual.

Por lo tanto, con el pronóstico de la ASF, en 2018 se registraron 25.0 miles de empleos menos que 2013 y, de mantenerse el comportamiento observado, en 2025 existirán 272.9 miles de empleos, 44.4 miles, menos de los 317.3 miles que había en 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de las metas a 2018 y 2025.

4. Consideraciones finales

4. Consideraciones finales

En este documento se ha evaluado la política pública de energía eléctrica, vigente durante el periodo 2013-2017, derivada de las modificaciones constitucionales de 2013 y la promulgación de los ordenamientos específicos a partir de 2014, la cual tiene por objeto promover el incremento en la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y permitir que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país; mediante el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre concurrencia y competencia; todo lo anterior, con la implementación de las estrategias de conducción, regulación-supervisión y operación a cargo de la SENER, la SHCP, la SEMARNAT, la CRE, el CENACE, la PROFEPA y la CFE.

4.1 Pronunciamiento de la ASF

En opinión de la Auditoría Superior de la Federación, el problema público que motivó la Reforma Energética en materia de electricidad, referente a la existencia de rezagos en la inversión que generan elevadas tarifas eléctricas, alto impacto ambiental, insuficiente cobertura (en algunas zonas rurales y urbanas marginadas) e impiden que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país; debido a que el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) no se desarrolla bajo principios de libre concurrencia y competencia, se sustentó en diagnósticos que permitieron establecer la ruta crítica para llevar a cabo la implementación de la reforma. Al respecto, se incluyó un escenario base que permite medir la evolución de las variables objeto de la intervención, con excepción de lo relativo al impacto ambiental y a la posibilidad de que la CFE sea rentable y genere valor económico.

Como resultado de las modificaciones legales de 2013 y 2014, y en congruencia con la planeación nacional y sectorial del periodo 2013-2018, se identificó el objetivo de la intervención en términos de promover el incremento en la inversión en el sector para reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y permitir que la CFE sea rentable y genere valor económico para el país, por medio del desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios de libre concurrencia y competencia, a fin de incrementar la oferta de energía eléctrica

de modo que sea suficiente para atender la demanda del país, y fomentar el crecimiento económico nacional, incentivando la generación de empleos.

- Diseño

Por lo que se refiere a los objetivos y estrategias de la política pública en materia de energía eléctrica, así como su diseño, programático-presupuestal, normativo-institucional, de ejecución y de rendición de cuentas, la ASF identificó deficiencias en los aspectos siguientes: a) en los documentos de planeación, no se definen los medios para lograr los objetivos relativos a la generación de empleos y la contribución al crecimiento económico, ni se establecen métricas para medir su avance; b) no se definen los aspectos relativos a los objetivos de rentabilidad y generación de valor económico por parte de la CFE, ni se establecen parámetros para cuantificar su evolución; c) se identificó el ejercicio de recursos públicos por parte de la SENER en actividades distintas a las que corresponden al objetivo de la clasificación presupuestaria; d) en los documentos de rendición de cuentas no se reporta información respecto del impacto ambiental de la industria eléctrica, ni de los recursos que integran al Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE).

Durante el periodo 2013-2017, los operadores de la política pública de energía en materia de electricidad (la SENER, la CRE, el CENACE y la CFE) destinaron un total de 1,885,513.4 millones de pesos, mediante la ejecución de 25 programas presupuestarios, para la implementación de las estrategias relacionadas con la conducción, regulación-supervisión y operación del sector eléctrico, de los cuales el 90.3% (1,702,607.9 millones de pesos) correspondieron al componente de operación, el 9.4% (176,561.1 millones de pesos) para conducción y el 0.3% (6,344.4 millones de pesos) para la regulación-supervisión. En el caso de la SHCP, la SEMARNAT y la PROFEPA, no se identificaron programas específicos en materia de electricidad.

Cabe señalar que la ASF identificó que los 25 programas presupuestarios cuentan con objetivos relacionados con los componentes de la intervención, en materia de conducción, regulación-supervisión y operación de la política pública.

- Implementación

En la evaluación de la implementación de la política, del periodo 2013-2017, la ASF analizó las estrategias de conducción, regulación, supervisión y operación, en donde se identificaron los avances siguientes:

Por lo que se refiere a la conducción, la SENER elaboró el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, en donde se definió el panorama actual y las prospectivas del SEN, y se creó el Mercado Eléctrico Mayorista a cargo del CENACE, con lo que se establecieron las bases para fomentar la libre competencia y competencia en el sector eléctrico nacional, a fin de impulsar la inversión; además, la CRE recibió la atribución de establecer metodologías para la fijación y regulación de tarifas; no obstante, hasta diciembre de 2018, la SHCP determinó las tarifas para usuarios domésticos. Por último, la SEMARNAT se encargó de la aplicación de la normativa ambiental, la cual no ha registrado cambios a partir de la entrada en vigor de la reforma.

En relación con la estrategia de regulación-supervisión, el Estado definió la normativa para el diseño y la operación del SEN y del MEM. Se considera que la estructura legal y regulatoria es suficiente para fomentar la inversión privada nacional y extranjera, así como el desarrollo de un mercado en condiciones de libre competencia y competencia.

En 2014, se instituyó el FSUE para avanzar hacia la cobertura universal en el país, el cual, al primer trimestre de 2018, registró un ingreso acumulado de 4,767.8 millones de pesos, cabe señalar que, en 2016, fue cuando empezó a operar el MEM y coincide con el aumento en los recursos en el fondo, debido que su principal fuente de ingresos consiste en el excedente que resulte de la gestión de las pérdidas técnicas en el MEM. El principal destino de los recursos se ha ejercido en el financiamiento de proyectos para atender comunidades con necesidades de electrificación y ascienden a 1,966.0 millones de pesos, que representan el 99.7% del total de gastos, el resto se integró por concepto de honorarios, consultorías, asesorías y otros.

La normativa ambiental ya establecida por SEMARNAT y verificada por la PROFEPA representa un instrumento para la consecución de las metas para la transición al uso de fuentes limpias para la generación de electricidad y la reducción del impacto ambiental como resultado de las actividades de la industria eléctrica. No obstante, los operadores no cuentan con métricas para medir el volumen y costo de dicho impacto.

Para la estrategia de operación, se revisó la estricta separación legal y financiera de la CFE, así como la implementación de un gobierno corporativo al interior de la Comisión, el cual se organizó de forma horizontal y vertical, para permitir que el Mercado Eléctrico se desarrollara en condiciones de libre concurrencia y competencia, a fin de fomentar la participación de los privados en las actividades de generación y suministro a usuarios calificados. No obstante, el proceso de separación implicó que las Empresas Productivas Subsidiarias (EPS), en particular las de generación, no dispusieran de condiciones para optimizar su desempeño dada la dispersión geográfica de las centrales asignadas, así como la diversidad de combustibles empleados, lo que en última instancia puede comprometer los resultados financieros de la Comisión y, por tanto, el cumplimiento de sus objetivos en materia de rentabilidad y generación de valor económico.

Los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, así como la cuestión de las pérdidas técnicas y no técnicas no registran avances significativos, por lo que, en términos generales, se considera que existe una falta de inversión que limita la transición al uso de tecnologías limpias, y no permite subsanar la saturación de las líneas de transmisión y distribución, ni mejorar la infraestructura de medición de la energía consumida para evitar pérdidas, como se describe a continuación:

En cuanto al proceso de generación por parte de CFE, se identificó que su participación disminuyó en 8.8 puntos porcentuales, al pasar de producir el 60.6% (178,766.8 GWh) en 2012, al 51.8% (170,649.3 GWh) en 2017. Cabe destacar que la mayoría de las plantas de la Comisión utilizan tecnologías convencionales; inclusive, un número importante rebasó su vida útil y no han sido sustituidas, lo que pone en riesgo su capacidad de competir en el MEM y la rentabilidad de la empresa, pues las tarifas definidas por la SHCP para el suministro básico pueden implicar que la Comisión se vea obligada a vender por debajo de sus costos de producción.

Uno de los aspectos esperados de la reforma era la ampliación y, en su caso, modernización de las líneas de transmisión disponibles, debido a su deterioro que provoca saturación y pérdidas de energía; al respecto, de 2013 a 2017 la extensión de las líneas de transmisión se incrementó en 1.5%, al pasar de 101,008.0 a 107,042.6 km; sin embargo, la capacidad de transformación de electricidad para ser transmitida disminuyó en 15.5%, ya que pasó de

187,104.7 a 158,035.0 MVA en el periodo referido, principalmente, por la reasignación de activos de transmisión y distribución, tras la separación de CFE.

Por lo que corresponde a la distribución, la capacidad de transformar electricidad en las subestaciones de distribución se incrementó en 8.5%, en promedio anual, al pasar de 53,795 a 74,626 MW; mientras que la extensión de las líneas de baja tensión, que en su mayoría cubren la demanda de los hogares, presentó un incremento marginal (del 0.4%), al pasar de 318,032.4 a 322,964.8 km; respecto de la extensión de las de mediana tensión, se incrementó en 3.8%, en promedio anual, al pasar de 443,405.8 a 506,693.3 km, lo cual beneficia el abastecimiento de las grandes industrias y es acorde con la entrada de nuevos generadores.

En el caso de la instalación de acometidas y medidores, en 2017, las primeras contaron con una extensión de 892,656.0 km, y había 42,417.0 miles de medidores, 3.5% y 3.0% más que en 2016, respectivamente. No obstante, el 47.2% de los medidores no eran confiables, por lo que la pérdida de energía se sigue presentando. Gran parte de la infraestructura eléctrica ha rebasado su periodo de vida útil, aunado a ello, el escaso mantenimiento o sustitución de la misma podría poner en riesgo la confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía, provocar interrupciones del servicio.

Asimismo, se observó que, en 2017, las pérdidas de energía significaron 42,189.2 millones de pesos y representaron el 14.2% del total producido, dos puntos porcentuales menos que las reportadas en 2013, pero similares a las de 2008. De 2013 a 2017, el porcentaje de pérdidas técnicas en distribución disminuyó marginalmente, al pasar del 6.0% al 5.5%, por lo que no se aprecia una mejora o atención en la infraestructura de este proceso; y las no técnicas se redujeron en 2.5 puntos porcentuales, al pasar de 8.6% a 6.1%, debido a la detección de anomalías, el remplazo de medidores, la regularización de asentamientos irregulares y mejoras operativas.

- Resultados

Con la implementación de la política pública, el Estado esperaba que la inversión en el sector se incrementara, de modo que fuera posible reducir las tarifas del servicio eléctrico, disminuir el impacto ambiental, alcanzar la cobertura universal y permitir a la CFE ser rentable y generar valor

económico para el país; por lo tanto, la ASF analizó la evolución de las principales variables objetivo, y se obtuvieron los resultados siguientes:

Con la información disponible, se identificó que, de 2011 a 2014, la inversión real ejercida venía a la baja y registró un decremento de 41.2%, al pasar de 70,472.7 a 41,403.3 millones de pesos. Posteriormente, la inversión se potencializó, principalmente con la entrada en operación del MEM en 2016; de modo que, en el periodo 2015-2016, se registró un incremento del 88.2%, al pasar de 50,197.3 a 94,460.5 millones de pesos, con ello, la ASF estimó que, para 2017, la inversión podría ascender a 138,723.7 millones de pesos.

El análisis reflejó que, hasta 2016, la inversión pública fue superior a la privada, por lo que, con el inicio de operaciones del MEM, la SENER pronosticó que de 2015 a 2017, la inversión de los privados incrementaría debido a los proyectos derivados de las Subastas de Largo Plazo, con lo que se comprometió un monto de 176,143.7 millones de pesos. No obstante, lo anterior, persisten deficiencias en términos de generación e ineficiencias en la infraestructura de transmisión y distribución, que ocasionan altos niveles de pérdidas de energía.

En cuanto a las tarifas para el consumo doméstico básico, de 2013 a 2017, se observó una disminución del 15.1%, ya que, en promedio, pasaron de 1.72 a 1.46 pesos por kWh consumido; no obstante, en los años previos a la actual política, entre 2011 y 2013, se registraron incrementos del 13.9%, en ese lapso pasaron de 1.51 a 1.72 pesos por kWh, debido a dos ajustes graduales, en el primer año fue del 5.3% y en el segundo del 8.2%; ese cambio fue el más significativo del periodo, ya que, hasta antes de 2011, habían oscilado entre 1.54 y 1.51 pesos por kWh. El incremento en las tarifas se observó desde el primer ajuste de 2012, en un mes se incrementaron en 12.0%, al pasar de 1.50 a 1.68 por kWh, y cerrar ese año en 1.71.

En el caso de las tarifas industriales y comerciales, siguen siendo las más elevadas y sin ser competitivas internacionalmente, dado que son afectadas directamente por las oscilaciones de los precios de los combustibles y del tipo de cambio; así como la ineficiencia operativa de la CFE, las pérdidas de energía y la cartera vencida. Considerando un cobro mínimo mensual, del cargo fijo más el equivalente a 25 kWh, a 2017 las tarifas industriales se incrementaron en 1.9%, al pasar de 270.0 pesos en 2013 a 275.1 pesos en 2017, lo cual dependió principalmente del incremento en el cargo fijo del 4.4%, que pasó de 227.5 a 237.6 pesos, en el mismo periodo. Es el mismo caso de las

comerciales que, en 2017, en donde el cobro mínimo mensual habría sido de 261.7 pesos, 2.0% más que en 2013, de 256.5 pesos.

Respecto del impacto ambiental, en 2012, se generaron 294,835.5 GWh de electricidad, el 82.4% (243,050.3 GWh) correspondió a energías convencionales y el 17.6% (51,785.2) a limpias; mientras que, en 2017, las primeras representaron el 78.9% (259,765.9 GWh) y las segundas el 21.1% (69,396.6 GWh). En este sentido, la electricidad generada con tecnologías convencionales sigue al alza, aun cuando se prioriza el despacho de energías limpias; por lo que, las emisiones de gases y compuestos de efecto invernadero (CO₂e), dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido de nitrógeno (N₂O) del sector continúan aumentando. De 2013 a 2017, se produjeron 639.0 millones de toneladas de emisiones, con lo cual se estimó que entre 2013 y 2016 (último año disponible) el costo del impacto ambiental fue de 59,138.1 millones de pesos y, en 2016, por cada 100.0 pesos que el sector eléctrico contribuía al crecimiento de la economía, 6.3 pesos correspondían al costo por el agotamiento y la degradación del medio ambiente, el cual en conjunto tiene que absorber la sociedad.

El avance hacia la cobertura universal fue marginal, ya que a 2017, mediante el FSUE, se benefició al 10.0% de las viviendas que, de acuerdo con el INEGI, no tenían acceso al servicio de electricidad, con lo cual, las viviendas electrificadas aumentaron en 0.1 puntos porcentuales, al pasar de 98.7% en 2015 a 98.8% en 2017. Sin embargo, alcanzar la meta de un México cien por ciento iluminado es un proceso largo, ya que las características sociodemográficas y geográficas de la población objetivo representan un factor restrictivo.

En lo relativo a la rentabilidad y generación de valor económico, de 2013 a 2017, se presentaron avances en cuanto a mejorar el desempeño financiero de la CFE; toda vez que, en el periodo, incrementó su margen operativo de utilidad en 210.0%, al pasar de una pérdida de 18,728.1 mdp a una utilidad de 20,604.5 mdp, situación que se refleja en una evolución favorable en el Rendimiento sobre activos (ROA) y el Rendimiento sobre patrimonio total (ROE), dado que dichas razones se incrementaron en 305.4% y 181.8%, respectivamente; la disminución en el costo integral de financiamiento del 42.2%, además de un CAPEX de 389,584.9 millones de pesos, lo que implica que la velocidad con la que invierte en nuevos activos productivos y mejoras es superior a la velocidad de depreciación.

Destaca también el hecho de un aumento de su activo en 39.9%, mientras que el segundo lo hizo de manera marginal en 0.7%, situación que permitió que su patrimonio creciera en 251.3%; lo anterior, puede explicarse por el aumento de sus ingresos en 14.4%, y la mejora en su margen operativo de 210.0%, así como, por la disminución en el costo integral de financiamiento de 42.2%. No obstante, los resultados anteriores, no se reportaron métricas específicas sobre los valores esperados de rentabilidad para la EPE.

Asimismo, de acuerdo con el análisis del Valor Económico Agregado (EVA), la empresa no ha estado en posibilidades de generar valor económico debido a que los ingresos netos de operación antes de la aplicación de la tasa impositiva corporativa (ISR de 30.0% para el ejercicio practicado por la ASF) han sido insuficientes para cubrir sus costos directos y gastos administrativos / operativos, por lo que no alcanzan a cubrir el rendimiento del 10.0% requerido para el Estado considerando la tasa social de descuento publicada por la SHCP; lo anterior se fundamenta en los resultados obtenidos en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, como se detalla a continuación:

En cuanto al proceso de generación realizado por la CFE, se identificó que en 2017 generó el 51.8% de la energía; sin embargo, la mayoría de sus plantas utilizan tecnologías convencionales. En cuanto a la transmisión, se presentaron deficiencias que provocan saturación y pérdidas de energía; al respecto, de 2013 a 2017 la extensión de las líneas de transmisión se incrementó en 1.5%; sin embargo, la capacidad de transformación de electricidad, para ser transmitida disminuyó en 15.5%.

Por lo que corresponde a la distribución, la capacidad de transformar electricidad en las subestaciones de distribución se incrementó en 8.5%, en promedio anual. En el caso de la instalación de acometidas y medidores, en 2017, incrementaron en 3.5% y 3.0%, respectivamente. No obstante, el 47.2% de los medidores no eran confiables, por lo que las pérdidas de energía se siguen presentando; en 2017 significaron 42,189.2 millones de pesos y representaron el 14.2% del total de energía producida.

Con base en lo anterior, la ASF considera que, para que la CFE sea rentable y genere valor económico para el Estado, es necesario desarrollar estrategias que permitan reducir sus costos de producción, mejorar y ampliar su infraestructura de transmisión y distribución, minimizar los

niveles de energía perdida y madurar como empresa competitiva en el Mercado Eléctrico Mayorista, a fin de atraer a los clientes más rentables.

Uno de los fines de la política de electricidad consiste en incrementar la oferta de la energía eléctrica de modo que sea suficiente para atender la demanda del país. Durante el periodo 2013-2017, la demanda de energía incrementó en 3.2% en promedio anual, al pasar de 38,138.0 a 43,319.0 MWh, lo que representó un cambio marginal respecto del crecimiento en el periodo previo a la implementación de la actual política, que fue del 3.1% en promedio anual. Por su parte, la capacidad de generación ha tenido un incremento significativo acorde al crecimiento de la demanda de energía. No obstante, se determinaron variaciones significativas en el comportamiento de las capacidades de transmisión y distribución, aunado a que existen deficiencias que provocan la saturación de las líneas y pérdidas de energía, las cuales deben ser atendidas, a fin de que el suministro del servicio no se vea afectado.

En la iniciativa de la reforma energética de 2013 se establecieron metas referentes a incrementar la generación de Energías Limpias al 35.0% en 2024, obtener un crecimiento económico de un punto porcentual más para 2018 y tres para 2025 y crear 500.0 miles de empleos formales adicionales en 2018, y 2,500.0 miles a 2025. Al respecto, los operadores carecen de mecanismos para dar seguimiento a su avance, por lo que la ASF realizó las estimaciones siguientes:

A partir de 2013, la tendencia registrada de la generación con energías limpias incrementó a razón de 3.9% en promedio anual, registrando en 2017 una participación del 21.1%; por lo tanto, el avance en el cumplimiento de la meta establecida en la exposición de motivos de la reforma, hasta ese año, fue del 60.3%. De mantenerse las condiciones actuales, a 2024 se estima un avance del 76.9% de la meta programada; sin embargo, de acuerdo con el ININ, es relevante fomentar la instalación de nuevos reactores nucleares, ya que se considera económica y ambientalmente viable la producción por medio de este tipo de tecnología y, en consecuencia, se contribuiría al cumplimiento de las metas en este rubro. Cabe destacar que el principal obstáculo para la ejecución de estos proyectos es el elevado costo inicial, por lo que es necesario que los responsables del diseño de políticas públicas en la materia definan e implementen los mecanismos suficientes para su consecución, toda vez que, el manejo e inversión en la generación por medio de energía nuclear es exclusivo del Estado y el costo recaerá en la inversión pública.

Respecto del crecimiento económico, considerando el comportamiento del PIB del sector (hidrocarburos y electricidad), se estimó que en 2018 se tendría un porcentaje de participación en el PIB nacional del 4.3% y en 2025 del 5.9%. En este sentido, se considera que las metas programadas no podrán ser cumplidas con las condiciones y tendencias actuales en el sector, dado que, en 2013 cuando se definieron las metas, el porcentaje de participación del PIB del sector energético respecto del nacional, equivalía al 6.6% y los datos proyectados son inferiores, por lo que no se registran los impactos positivos, que se esperaban con la nueva política en el crecimiento económico nacional.

Por lo que respecta a la generación de empleos, con la información de la Encuesta Nacional de Ocupación y Empleo (ENOE) 2008-2018, del INEGI, la ASF estimó que, de 2008 a 2013, la población ocupada en el sector decreció en 0.7% en promedio anual, al pasar de 353.8 a 342.3 miles de personas ocupadas. En 2018, se registraron 317.3 miles de personas ocupadas, 1.5% en promedio anual, menos que las 342.3 miles de personas ocupadas en 2013. Por lo tanto, al identificar que, en 2018, había 25.0 miles de personas ocupadas menos que en 2013, la primera meta no se alcanzará y, de mantenerse el comportamiento observado, en 2025 existirán 272.9 miles de empleos, 44.4 miles menos que los de 2018, por lo que no resulta factible el cumplimiento de las metas en la materia.

4.2 Sugerencias

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, la Auditoría Superior de la Federación, con objeto de fortalecer, de manera particular, el diseño, la implementación y los resultados de la política, para así avanzar en el cumplimiento de objetivos, y la atención del problema, emite las sugerencias siguientes:

- a) Definir los medios específicos, los mecanismos y las métricas de monitoreo y control, con los que los operadores de la política pública vinculen sus acciones al cumplimiento de los objetivos de la reforma, en términos de inversión, impacto ambiental, tarifas, cobertura universal, generación de valor económico, así como contribución al crecimiento económico y la generación de empleos.

- b) Es necesario que la CFE determine los parámetros para medir la rentabilidad y generación de valor económico, así como se establezcan procedimientos para su seguimiento, evaluación y rendición de cuentas.
- c) Que en los documentos de rendición de cuentas los operadores de la política pública reporten de manera clara la forma en la que la conducción, regulación-supervisión y operación inciden en el cumplimiento de los objetivos de la reforma, en particular lo relativo al impacto ambiental de la industria eléctrica (en términos de la reducción de emisiones del sector), la generación de empleos y el crecimiento económico.
- d) Fortalecer la estrategia programática-presupuestal, para que la SENER evite el ejercicio de recursos para fines distintos a los que corresponden de acuerdo con su clasificación por destino de gasto.
- e) Es importante que el FSUE disponga de mecanismos de monitoreo y control para generar información que permita reportar el avance de las acciones definidas en el Programa quinquenal del periodo 2017-2021, dado que a diciembre de 2018 aún no se contaba con reportes ni resultados al respecto. Asimismo, la ASF considera necesario que la información reportada incluya la evolución de la cobertura universal.
- f) Es preciso que la CFE realice las gestiones necesarias para financiar la instalación de los tres reactores nucleares señalados por la SENER en el PRODESEN 2018-2032, a fin de contar con una alternativa relevante para generar electricidad por medio de fuentes limpias y así dar cumplimiento a las metas señaladas en el rubro de acuerdo con los estudios de viabilidad expuestos por el ININ para rediseñar la política nuclear.
- g) Es necesario que la CFE establezca un diagnóstico de necesidades de inversión, que le permita reducir sus costos de producción y, en consecuencia, sus tarifas.
- h) Es importante que la CFE priorice, entre sus necesidades de inversión, la mejora y ampliación de su infraestructura de transmisión para evitar la saturación de las líneas y reduzca los niveles de pérdidas de energía.
- i) Que la CFE acelere los procesos de actualización de la infraestructura del proceso de distribución, para que mejore los procesos de medición y facturación de la energía consumida y minimice los robos de energía y pérdidas de energía.

- j) Es preciso que la CFE establezca estrategias que le permitan madurar como empresa competitiva en el MEM, y mejorar su desempeño financiero.
- k) Es necesario que la CFE realice un diagnóstico que sirva de insumo para la definición de la estrategia programática-presupuestal de mediano plazo.
- l) Que la CFE considere que los flujos de inversión deben superar el valor de la depreciación de sus activos, dado que en el periodo evaluado se observan avances marginales en los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización, por lo que persisten deficiencias en la transición al uso de tecnologías limpias, la saturación de las líneas de transmisión y distribución, la infraestructura de medición, y las pérdidas de energía.
- m) Es importante que la CFE optimice sus procesos de producción, modernice las centrales eléctricas, acelere las gestiones necesarias para la sustitución de las plantas que han rebasado su vida útil y diversifique sus fuentes de generación de electricidad, para que logre reducir los costos de generación y realizar acciones para evitar la exposición de los mismos a las fluctuaciones de los precios de los combustibles y factores externos, como el tipo de cambio.
- n) Es necesario que la CFE acelere el mantenimiento, la modernización y ampliación de la infraestructura que ha rebasado su periodo de vida útil, para evitar poner en riesgo la confiabilidad y disponibilidad del suministro de energía.

Se debe destacar que, a fin de dar seguimiento a los temas de la estricta separación legal y financiera de la CFE, así como al cumplimiento del objetivo de ser rentable y generar valor económico, la ASF ha programado la realización de auditorías de desempeño específicas en las que se profundice en el detalle de estas problemáticas.

En opinión de la ASF la consolidación de la Reforma Energética en materia de electricidad y de la CFE como Empresa Productiva del Estado es un proceso de mediano y largo plazo que requiere de una revisión integral de los planes y las estrategias a seguir.

4.3 Reflexiones adicionales

El motivo de este trabajo se orientó a la evaluación del diseño, implementación y resultados de la política pública de electricidad, vigente durante el periodo 2013-2017; no obstante, merece una mención especial la situación de la energía nuclear.^{243/} Debemos considerar, en primer lugar, que la reforma no hace mención de la generación con base en este tipo de tecnología, pero del análisis aquí expuesto, resulta obligado señalar su importancia en el cumplimiento de las metas de energías limpias y en la reducción de la dependencia de las importaciones del gas natural.

En la iniciativa de la reforma energética de 2013 se establecieron metas referentes a incrementar la generación de Energías Limpias al 35.0% en 2024. Al respecto, de acuerdo con el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares (ININ), es necesario incrementar la participación de la energía nuclear dentro del portafolio de energías primarias para la generación de electricidad; además, México incluyó en la planeación energética nacional, una mayor participación de las energías limpias en el portafolio de generación de electricidad, lo que permitirá disminuir la emisión de gases de efecto invernadero.^{244/} Asimismo, la energía nuclear está entre las opciones consideradas para lograr tener, en el 2024, un porcentaje de generación eléctrica de, al menos, 35.0% mediante las energías limpias.

Actualmente, México cuenta con una sola central nucleoelectrica ubicada en el estado de Veracruz, con una capacidad total de 1,608.0 Megawatts (MW), cuya generación representó el 3.0% del total nacional (10,883 GWh).^{245/} Las nucleoelectricas tienen una vida media útil de 60 años, tiempo que supera a la mayoría de las tecnologías. Este tipo de centrales representan una fuente segura y competitiva para el suministro de energía eléctrica, ya que generan electricidad de forma continua para satisfacer la demanda base.

^{243/} La energía nuclear es la que se obtiene al manipular la estructura interna de los átomos, se utiliza habitualmente para producir electricidad; asimismo, es una fuente energética que garantiza el abastecimiento eléctrico, frena las emisiones contaminantes, reduce la dependencia energética exterior y produce electricidad de forma constante con precios estables y predecibles.

Sistema Geológico Mexicano, 2017, "Energía nuclear". México, p. 1.

^{244/} La energía nuclear es una fuente limpia, por lo que no requiere de combustión para su funcionamiento, no está sujeta a la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles y en su proceso de generación no libera emisiones contaminantes, ya que emite en promedio 65 kilogramos (Kg) de CO₂ por Megawatts hora (MWh), considerando emisiones indirectas por construcción, fabricación de equipos, transporte de combustible, entre otros.

SENER, 2018-2032, "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional". México, p. 30.

^{245/} Ibídem.

En opinión del ININ, a nivel mundial, la energía nuclear es competitiva con otras formas de generación eléctrica; sin embargo, se debe considerar que la economía de nuevas centrales nucleares depende en gran medida de sus costos del capital, los cuales representan alrededor del 60.0% del costo nivelado de la producción de energía, ^{246/} ya que los costos del material de uranio tienen un historial de ser más estables que los precios de los combustibles fósiles y no repercuten en los costos de operación en la forma que lo hacen en otras tecnologías de generación.

En concordancia con lo anterior, en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032, la SENER planteó la instalación de 3 nuevos reactores nucleares: el primero para el año 2029, el segundo para 2030 y el tercero para el año 2031, los cuales generarían una capacidad bruta de 4,080 MW, lo que representaría el 6.1% del total de capacidad que se espera agregar para 2031, con una inversión estimada de 307,350.0 mdp, el 18.2% de la inversión total, por lo que la energía nuclear representa un costo de inversión inicial elevado; no obstante, y como se mencionó al inicio de esta reflexión, de acuerdo con la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, artículos 27 y 28, párrafos octavo y cuarto, respectivamente, le corresponde a la Nación de manera exclusiva la generación de energía nuclear, por lo que es necesario implementar una política en la materia, con la finalidad de reducir los costos y contar con una alternativa en beneficio de la generación de electricidad.

Lo anterior resulta relevante dado que, si bien la SENER y el ININ identifican la importancia de la ampliación de las capacidades de generación de energía eléctrica con tecnología nuclear, en donde se determinan costos, ubicación y tiempos de construcción para su entrada en operación, la falta de una política específica y de un documento de planeación programático-presupuestal, hace suponer que dichas obras no se realizarán en el mediano plazo, privando al país de los posibles beneficios que este tipo de inversiones pueden traer en la estabilidad del mercado eléctrico nacional.

^{246/} El costo nivelado considera la energía eléctrica total que la planta producirá durante su vida útil y esta cantidad se divide por el costo total de inversión (considerando la tasa de interés y el flujo de efectivo durante todo el tiempo de construcción) más los costos de generación, operación y mantenimiento, todo a valor presente. Este factor depende de la vida útil de la central, el factor de planta, el consumo de energía por usos propios y la tasa de descuento.

CENACE, Informe de la Tecnología de Generación de Referencia, consultado en diciembre de 2018, disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2017/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2017%2002%2028.pdf>

A. Santiago, J. M. Sautto, C.N. Bouza y Alfredo Montaña, Estimación del costo nivelado por generación de energía eléctrica en Aerogeneradores: evidencia empírica de México, disponible en: http://rideca.cs.buap.mx/files/articulo_DQkwhKfYoWltyBo.pdf

Glosario

Hilos conductores de la Reforma Energética: Electricidad

Conducción

Componente de la política a cargo de la SENER, SHCP y SEMARNAT, en dónde se establecen las bases del Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista; así como, las reglas e instrumentos para el uso eficiente de las tecnologías limpias.

Energía Limpia Aquella fuente de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan.

Fondo de Servicio Universal Eléctrico Fondo creado con el propósito de financiar las acciones de electrificación en las comunidades rurales y zonas urbanas marginadas, así como el suministro de lámparas eficientes y el Suministro Básico a Usuarios Finales en condiciones de marginación.

Red Eléctrica Sistema Integrado por líneas, subestaciones y equipos de transformación, compensación, protección, conmutación, medición, monitoreo, comunicación y operación, entre otros, que permiten la transmisión y distribución de energía eléctrica.

Sistema Eléctrico Nacional Sistema integrado por la Rede Nacional de Transmisión, las Redes Generales de Distribución, las Centrales Eléctricas que entregan energía eléctrica a la Red Nacional de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución, los equipos e instalaciones del CENACE utilizados para llevar a cabo el Control Operativo del SEN y demás elementos que determine la Secretaría.

Regulación-supervisión

Componente de la política en dónde se identifican los mecanismos e instrumentos que tienen los entes evaluados para asegurar el cumplimiento de la normativa aplicable en la materia.

Autorizaciones Son otorgadas por la CRE para importar energía eléctrica proveniente de una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al SEN, asimismo, se requieren para exportar la energía.

Certificado de Energías Limpias Título emitido por la CRE que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y que sirve para cumplir los requisitos asociados al consumo de los Centros de Carga.

Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución	Contrato que contiene el acuerdo entre Participantes del Mercado y Transportista o Distribuidor mediante el cual los Participantes del mercado transfieren al Transportista o Distribuidor su obligación de pagar al CENACE los servicios de transmisión y distribución.
Contratos de Cobertura Eléctrica	Contrato entre participantes del Mercado Eléctrico Mayorista en los que se compromete la compra-venta de energía eléctrica y Productos Asociados en fecha futura y al precio pactado.
Contrato de Interconexión Legado	Contrato de interconexión con contrato de compromisos de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra bajo las condiciones vigentes con anterioridad a la LIE.
Contrato Legado para el Suministro Básico	Contrato de Cobertura Eléctrica que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y Productos Asociados de las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas.
Mercado Eléctrico Mayorista	Es un mercado operado por el CENACE en el cual los participantes venden y/o compran Energía Eléctrica, Potencia, Certificados de Energía Limpia, Derechos Financieros y de Transmisión, Servicios Conexos y cualquier otro Producto asociado; también se le conoce como Mercado Eléctrico. Y se compone de los mercados de corto plazo, de certificado de energías limpias.
Bases del Mercado Eléctrico	Es el documento que contienen las disposiciones de mayor jerarquía dentro de las Reglas de Mercado. Establece los principios para el diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista a los que se refiera la LIE.
Participante del Mercado	Persona que celebra el contrato respectivo con el CENACE en modalidad de Generador, Comercializador, Suministrador, Comercializador no Suministrador o Usuario Calificado.
Producto Asociado	Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica, necesarios para que el SEN funcione de manera eficiente, con calidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad. Estos productos son: Potencia, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, Servicios Conexos y Demanda Controlable.

Mercado de corto plazo	Es colectivamente, el mercado del Día en Adelanto, el Mercado de Tiempo Real y el Mercado de Una Hora en Adelanto, en los cuales se compra o vende energía y Servicios Conexos.
Mercado de Tiempo Real	En él se compra y se vende energía para su despacho en el mismo día.
Mercado de Una Hora en Adelanto	En este tipo de mercado los participantes presentan ofertar por compra y ofertas por venta de energía para su utilización al día siguiente.
Mercado del Día en Adelanto	En este mercado las ofertas por compra o venta de energía se presentarán para su utilización con un día de anticipación.
Mercado de certificado de energías limpias	En él se venden los títulos que acreditan la producción de energía limpia. Los generadores recibirán un Certificado de Energía Limpia por cada megawatt-hora de energía limpia generada para vender en el mercado.
Mercado para el balance de Potencia	Mercado anual y ex-post, que tiene como objeto facilitar a los participantes del mercado el comprar o vender Potencia.
Permisos	Son otorgados por la CRE y son de Suministro Básico, Suministro Calificado, Suministro de Último Recurso y permisos de Generación LIE.
Subastas	Son un mecanismo por el cual las entidades responsables de carga celebran contratos de forma competitiva y en condiciones de prudencia para satisfacer las necesidades de Potencia, energía eléctrica acumulada y certificados de energías limpias.
Subastas de Largo Plazo	Se llevan a cabo con el objeto de asignar contratos con una duración de 15 años para Potencia y Energías Limpias, y de 20 para Certificados de Energías Limpias.
Subastas de Mediano Plazo	Se llevan a cabo con el objeto de asignar contratos para Potencia y energía con una duración de 3 años, iniciando el próximo año siguiente a aquel en el que se lleva a cabo la subasta.

Subastas de Derechos Financieros de Transmisión	Son un mecanismo para ofrecer los Derechos Financieros de Transmisión, los cuales obligan y dan derecho a sus titulares de pagar o cobrar la diferencia de precio que resulte en el nodo de origen y el nodo de destino de la electricidad. Opera en dos etapas: en la primera etapa la subasta es anual y en la segunda etapa mensual y a tres años.
Tarifas Reguladas	Contraprestaciones establecidas por la CRE para los servicios de transmisión, distribución, operación de los Suministradores de Servicios Básicos, operación del CENACE y Servicios Conexos no incluidos en el MEM.

Operación

Componente de la política en dónde se observa el funcionamiento del sector eléctrico en lo referente a la expansión de la infraestructura eléctrica, y la generación, transmisión, distribución y comercialización de la electricidad.

Generación

Central Eléctrica	Instalaciones y equipo que, en un sitio determinado, permiten generar energía eléctrica y Productos Asociados.
Central Eléctrica Legada	Es propiedad del Estado y se encuentra en condiciones de operación o construcción y está incluida en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.
Central Externa Legada	Se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, o cuya construcción y operación se ha incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión condicionada.
Centro de Carga	Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permitan que un usuario final reciba el suministro eléctrico. Los Centros de Carga se determinarán en el punto de medición de la energía suministrada.
Energía Alternativa	Es aquella fuente de energía que es diferente a las tradicionales o a las más utilizadas actualmente, como los combustibles fósiles o la energía nuclear.
Energías Fósiles	Aquellas que provienen de la combustión de materiales y sustancias en estado sólido, líquido o gaseoso que contienen carbono y cuya formación ocurrió a través de procesos geológicos.

Energía Renovable	Aquella cuya fuente reside en fenómenos de la naturaleza, procesos o materiales susceptibles de ser transformados en energía aprovechable por el ser humano, que se regenerara naturalmente, por lo que se encuentra disponible de forma continua o periódica, y que al ser generada no libera emisiones contaminantes.
Gasoductos	Conducción que sirve para transportar gases combustibles.
Generación	Consiste en transformar alguna clase de energía química, mecánica, térmica o luminosa, etc., en energía eléctrica.
Generación distribuida	Generación de energía eléctrica por un generador exento que se realiza en una central eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga.
Generador	Permisionario que cuenta con centrales eléctricas que generan más de 0.5 MW.
Generador exento	Propietario o poseedor de una o varias centrales eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica.
Transmisión	
Interconexión	Enlace de una Central Eléctrica a la Rede de Transmisión o a las Redes Generales de Distribución. También se refiere a los procesos relativos al Incremento de Capacidad o Cambio del punto de Interconexión para una Central Eléctrica existente.
Porteo	Servicio de conducción de electricidad a productores privados.
Red Nacional de Transmisión	Sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como las interconexiones a los sistemas eléctricos extranjeros.
Transmisión	Traspaso de energía, desde las generadoras o los sistemas de interconexión con el extranjero para transportar la energía a las Redes Generales de Distribución.

Transportistas	Organismos o empresas productivas del Estado, o sus empresas productivas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica.

Distribución

Capacidad Entregada	Cantidad de potencia que una Unidad de Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable efectivamente puso a la disposición del SEN en las horas críticas de un año dado. Dicha cantidad se calculará por el CENACE después de cada año en los términos de las Bases de Mercado y los Manuales de Prácticas de Mercado correspondientes.

Capacidad Instalada	La capacidad de potencia de una Central Eléctrica o Recurso de Demanda Controlable está diseñada para producir o dejar de consumir; también conocida como la capacidad de placa. La Capacidad Instalada se verificará por la CRE.

Demanda Controlable	Demanda de energía eléctrica que los Usuarios Finales o sus representantes ofrecen reducir conforme a las Reglas de Mercado.

Distribuidor	Organismos o empresas productivas del Estado o sus empresas subsidiarias, que presten el Servicio Público de Distribución de Energía Eléctrica.

Pérdida técnica	Se originan por la energía que se pierde durante el transporte y distribución dentro de la red.

Pérdida no técnica	Se originan por energía consumida, pero no facturada por acciones ilícitas, principalmente.

Redes Generales de Distribución	Redes eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general.

Redes particulares	Redes eléctricas que no se forman por parte de la red nacional de transmisión o de la red general de distribución.

Comercialización

Comercialización	Poner a la venta energía eléctrica.

Comercializador	Titular de un contrato de participante del mercado que tiene por objeto realizar las actividades de comercialización.
Comercializador no Suministrador	Realiza transacciones en el MEM sin representar activos físicos.
Subsidio	Diferencia entre el costo real de la electricidad y el precio de venta. Se otorgan subsidios a las tarifas de uso doméstico, comercial, servicios, agrícola e industrial.
Suministrador	Comercializador titular de un permiso para ofrecer el Suministro Eléctrico.
Suministrador de Servicios Básicos	Permisionario que lleva el servicio eléctrico a todos los usuarios que no participan en el mercado eléctrico y representa en el MEM a los Generadores Exentos que lo soliciten.
Suministrador de Servicios Calificado	Proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica, que compra electricidad en el MEM con el fin de dar servicio eléctrico a los Usuarios Calificados con los que tenga un contrato.
Suministrador de Último Recurso	Permisionario que provee el Suministro Eléctrico bajo precios máximos a los Usuarios Calificados y Generadores Exentos, por un tiempo limitado, con la finalidad de mantener la continuidad del servicio en caso de que lo deje de presentar un Suministrados de Servicios Calificados.
Suministro Básico	Suministro Eléctrico que se proveer bajo regulación tarifaria a cualquier persona que lo solicite que no sea Usuario Calificado.
Suministro Calificado	Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados.
Suministro de Último Recurso	Suministro Eléctrico que se provee bajo precios máximos a los Usuarios Calificados, por tiempo limitado, con la finalidad de mantener la Continuidad del servicio cuando un Suministrados de Servicios Calificados deje de prestar el Suministro Eléctrico.

Suministro Eléctrico	Conjunto de productos y servicios requeridos para satisfacer la demanda y el consumo de energía eléctrica.
Tarifa	Precio que se aplica a la hora de calcular el consumo de electricidad. Se clasifican en: domésticas, comerciales, servicios, agrícolas e industriales.
Usuario Calificado	Usuario Final que cuenta con registro ante la CRE para adquirir el Suministro Eléctrico como Participante del Mercado o mediante un Suministrador de Servicios Calificados.
Usuario de Suministro Básico	Usuario que no se encuentra registrado ante la CRE como Usuario Calificado, por tanto, no puede participar en el MEM y requiere comprar su electricidad de los Suministradores de Servicios Básicos.
Usuario doméstico de alto consumo	Usuario cuya demanda de energía para su residencia, apartamento en condominio o vivienda es considerada alta ya que su consumo mensual promedio es superior al límite definido para su localidad.
Usuario doméstico de bajo consumo	Usuario cuya demanda de energía para su residencia, apartamento en condominio o vivienda no es considerada alta de acuerdo al límite de alto consumo definido para su localidad en las tarifas DAC.
Usuario Final	Persona física o moral que adquiere, para su propio consumo o para el consumo dentro de sus instalaciones, el Suministro Eléctrico en sus Centros de Carga como participante del Mercado o a través de un Suministrador.

Unidades de Medida

Gigawatts (GW)	Unidad de potencia equivalente a mil millones de vatios.
Kilovatios (kw)	Unidad de potencia equivalente a mil vatios.
Megawatts	Unidad de potencia equivalente a un millón de vatios.
TIU	Tiempo de Interrupción por Usuarios (medida en minutos).

Bibliografía

Libros

- Biebrich Torres, Carlos Armando y Spíndola Yáñez, Alejandro, *Los Instrumentos Jurídicos de la Política Energética*, Cámara de Diputados, Instituto Mexicano de Estrategias, Miguel Ángel Porrúa, México, 1ª Ed., 2008.
- De la Garza Toledo, Enrique, et al, *Historia de la Industria Eléctrica en México*, Tomo I, Universidad Autónoma Metropolitana, México, 1994.
- De la Garza Toledo, Enrique, et al, *Historia de la Industria Eléctrica en México*, Tomo II, Universidad Autónoma Metropolitana, México, 1994.
- Lara Beautell, Cristóbal, *La Industria Eléctrica en México*, Fondo de Cultura Económica, México, 1953.
- Ramírez, Carlos, *La Creación de Valor en las Empresas: El Valor Económico Agregado*, 2012; otros, y Richard A. Brealey; Stewart C. Myers; Franklin Allen; Bruce Swensen, *Principles of Corporate Finance*.
- Soto Izquierdo, Enrique (Coord.), *Los presidentes de México ante la nación: 1821-1984*, Segunda Edición, Cámara de Diputados, LII Legislatura, 1985.

Artículos

- Iglesias Meza, Manuel, "Regulación Laboral de Luz y Fuerza del Centro", en *Regulación del Sector Energético*, Instituto de Investigaciones Jurídicas, UNAM, México, 1997.
- Joaquín Coldwell, Pedro, "La Reforma Energética", Conferencia, Memoria del Seminario de Alineación Estratégica y Gobernanza Eficaz, México, junio 2014.
- Ochoa Reza, Enrique, "La Reforma del sector eléctrico" en *Reforma Energética*, Capítulo 6. El nuevo modelo energético de México, 2016.
- Ovalle Favela, José. "La Nacionalización de las Industrias Petrolera y Eléctrica", *Boletín Mexicano de Derecho Comparado*, nueva serie, año XL, núm. 118, enero- abril de 2007 .
- Pura C. Roy, "Breve historia de la electricidad", *Revista Técnica Industrial Especial Eléctrica y Electrónica* Octubre-2004, disponible en: www.tecnicaindustrial.es/TIFrontal/home.aspx

Ramos Gutiérrez, Leonardo de Jesús y Montenegro Fragoso, Manuel, "Las Centrales Hidroeléctricas en México: pasado, presente y futuro", *Tecnología y Ciencias del Agua*, Vol. III, núm. 2, abril-junio de 2012.

Río Monges, Jaime Arturo del, Maritza Rosales Reyes, Víctor Ortega Olvera, y Sandra Oralia Maya Hernández, "Análisis de la Reforma Energética, Reformas Estructurales: Avances y desafíos", No. 6, Senado de la República, Instituto Belisario Domínguez, 1ª. Ed., México, diciembre de 2016.

Documentos Institucionales

Agencia Internacional de Energía: Key World Energy Statistics 2013.

_____, Key World Energy Statistics 2014.

_____, Key World Energy Statistics 2015.

_____, Key World Energy Statistics 2016.

_____, Key World Energy Statistics 2017.

Banco Interamericano de Desarrollo, Tasa de Descuento Social y Evaluación de Proyectos. 2016.

CFE, Principales Elementos del Plan de Negocios 2017-2021.

_____, Principales Elementos del Plan de Negocios 2018-2022.

CNBV, información Estadística y Financiera del Sector de Banca Múltiple, Comisión Nacional Bancaria y de Valores, 2018.

Consejo Mexicano de Normas de Información Financiera (CINIF), Norma de Información Financiera A-3, Necesidades de los Usuarios y Objetivos de los Estados Financieros. México, 2014.

CESOP, Sector privado y Energía Eléctrica: Contexto general y datos de opinión pública, Centro de Estudios Sociales y de Opinión Pública, Documento de Trabajo núm. 192, mayo de 2015.

Foro Económico Mundial, Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial, 2014.

_____, Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial, 2015.

_____, Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial, 2016.

_____, Índice de Desempeño de la Arquitectura Energética Mundial, 2017.

_____, Índice de Transición Energética, 2018.

_____, Índice de Competitividad Global, 2015-2016.

_____, Índice de Competitividad Global, 2017-2018.

Gobierno de la República, Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de mayo de 2013.

Gobierno de la República, Estrategia Nacional para la Puesta en Marcha de la Agenda 2030, 2018.

INEEL, Bravo Villanueva, Gustavo y Gutiérrez Zúñiga, Neyda, Sistema de Información de Mercado, Boletín IIE, 2016.

INEGI, Encuesta Nacional de Gastos de los Hogares, Instituto Nacional de Estadística y Geografía, México, 2013.

OCDE, "Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas", París, 2015.

_____, "Directrices de la OCDE sobre el Gobierno Corporativo de las Empresas Públicas", París, 2016.

SEMARNAT, Programa Sectorial de Medio Ambiente y Recursos Naturales, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 12 de diciembre de 2013.

SENER, Programa Sectorial de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 13 de diciembre de 2013.

_____, Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2018-2032.

_____, Prospectiva del Sector Eléctrico 2013-2027, Secretaría de Energía, México, 2013.

World Bank Group, "Corporate Governance of State Owned Enterprises", Estados Unidos, 2014.

Fuentes electrónicas

Asociación Nuclear Mundial, la Energía Nuclear en México, disponible en: <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/mexico.aspx>

Banco de México, Mercado Cambiario (tipos de cambio), disponible en: <http://www.banxico.org.mx/portal-mercado-cambiario/>

Banco Mundial, Transmisión de energía y pérdidas en Distribución, disponible en:
https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.LOSS.ZS?locations=US-BR&year_high_desc=false

CFE, Organización por Procesos Sustantivos, Comisión Federal de Electricidad, 2012 disponible en:
http://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/doc_CFE.pdf

CFE, Informe Anual 2016, disponible en:
<http://gaceta.diputados.gob.mx/Gaceta/63/2017/may/CFE-20170508.pdf>

CFE-Distribución, Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución 2018-2032, consultado el 1 de noviembre de 2018, disponible en:
<https://www.cfe.mx/epsdistribucion/cumpliminetoregulatorio/Documents/PAM%20de%20las%20RGD%202018-2032.pdf>

CONEVAL, Evaluación de la Política Social, Evaluación de Diseño, disponible en:
http://www.coneval.org.mx/Evaluacion/MDE/Paginas/Evaluaciones_Diseño.aspx

EDP HC ENERGÍA, Información útil, consultado el día 21 de mayo de 2018, disponible en:
<http://www.edphcenergia.es/es/>

El economista, Fin de contratos de gas natural prende alarmas, disponible en:
<https://www.eleconomista.com.mx/empresas/Fin-de-contratos-de-gas-natural-prende-alarmas-20181115-0003.html>

Expansión, CFE-Calificados y ArcelorMittal firman contrato más grande del Mercado Mayorista, disponible en: <https://expansion.mx/empresas/2018/10/30/cfe-calificados-y-arcelormittal-firman-contrato-mas-grande-del-mercado-mayorista>

Forbes, Industriales de energías renovables se defienden ante plan de carbón de AMLO, disponible en: <https://www.forbes.com.mx/industria-solar-y-eolica-defiende-costos-ante-plan-electrico-con-carbon/>

Forbes, CNH advierte vulnerabilidad en seguridad energética por gas natural, consultado el: 20 de noviembre de 2018, disponibles en: <https://www.forbes.com.mx/cnh-advierte-amenaza-a-seguridad-energetica-del-pais-por-el-gas-de-eu/>

Organización de las Naciones Unidas, Objetivos de Desarrollo Sostenible, disponible en:
<http://www.undp.org/content/undp/es/home/sustainable-development-goals.html>

Rodríguez, Israel. "Tuvo CFE en 2013 pérdidas por \$37 mil 552 millones" en La Jornada, 28 de febrero de 2014, disponible en: www.jornada.unam.mx/2014/02/28/economica/030n1eco-

Secretaría de Energía (13 de noviembre de 2017). 99 por ciento de cobertura eléctrica nacional en 2018: PJC. [Comunicado de prensa]. Disponible: <https://www.gob.mx/sener/prensa/99-por-ciento-de-cobertura-electrica-nacional-en-2018-pjc>

Secretaría de Hacienda y Crédito Público, Análisis del ejercicio de presupuestos de egresos, disponible en: <http://cuentapublica.hacienda.gob.mx>

Sistema de Información de Energía, disponible en: <http://www.sie.energia.gob.mx>

Sistema de Información de Mercado, disponible en: <http://www.cenace.gob.mx/MercadoOperacion.aspx>

Sistema Nacional de Información Ambiental y de Recursos, disponible en: <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/sistema-nacional-de-informacion-ambiental-y-de-recursos-naturales>

USA spending.gov, disponible en: https://www.usaspending.gov/#/explorer/-budget_function

U.S. Energy Information Administration, disponible en: <https://www.eia.gov/>

Legislación

CRE, "Reglamento Interior de la Comisión Reguladora de Energía", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de abril de 2017.

_____, "Criterios de las sanciones por incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 27 de abril de 2016.

_____, "Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 28 de agosto de 2014.

_____, "Decreto por el cual se crea el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de febrero de 1994.

_____, "Decreto por el que se extingue el organismo descentralizado Luz y Fuerza del Centro", Diario Oficial de la Federación, México, 11 de octubre de 2009.

- _____, "Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias", publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 30 de marzo de 2016.
- _____, Iniciativa de Decreto por el que se reforman los artículos 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial de la Federación, 12 de agosto de 2013.
- _____, "Ley de Energía Geotérmica", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.
- _____, "Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 18 de julio de 2018.
- _____, "Ley de la Industria Eléctrica", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.
- _____, "Ley de la Comisión Federal de Electricidad", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.
- _____, "Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014.
- _____, "Ley de Transición Energética", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015.
- _____, "Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 30 de marzo de 2006.
- _____, "Ley General de Cambio Climático", publicada en el Diario Oficial de la Federación el 6 de junio de 2012.
- _____, "Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente", última reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de diciembre de 2015.
- _____, "Ley Orgánica de la Administración Pública Federal", Diario Oficial de la Federación, 15 de diciembre de 2016.

_____, "Lineamientos generales para la evaluación de los Programas Federales de la Administración Pública Federal", Art. 16, publicado en el Diario Oficial de la Federación el día 30 de marzo de 2007.

_____, "Términos para acreditar a las unidades que certificarán a las centrales eléctricas limpias y que certificarán la medición de variables requeridas para determinar el porcentaje de energía libre de combustible", publicados en el Diario Oficial de la Federación el 24 de enero de 2018.

México, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, Diario Oficial de la Federación, 15 de septiembre de 2017.

_____, Norma Cuarta: información y comunicación "Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones y el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 3 de noviembre de 2016.

_____, Políticas y Estrategias para la electrificación de Comunidades Rurales y Zonas urbanas marginadas, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 29 de marzo de 2017.

SEMARNAT, Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 26 de noviembre de 2012.

SENER, Reglamento Interior de la Secretaría de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014.

_____, "Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición", publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014.

Rendición de cuentas

CENACE, "Informe de labores 2016-2017", 1 de septiembre de 2017.

CFE, "Informe Anual 2016", 8 de mayo de 2017.

_____, "Informe Anual 2017".

CRE, "Informe de labores 2016-2017", 29 de noviembre de 2017.

PROFEPA, "Informe de actividades 2017", 15 de marzo del 2018, disponible en:
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311596/Informe_de_actividades_profe
pa_2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311596/Informe_de_actividades_profe_pa_2017.pdf)

Presidencia de la República, "5º Informe de Gobierno 2016-2017", 1 de septiembre de 2017.

Presidencia de la República, Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018, "Quinto Informe de Ejecución, 2017", marzo de 2018.

SEMARNAT, "5º Informe de labores 2016- 2017", 1 de septiembre de 2017.

SENER, "5º Informe de labores 2016- 2017", 1 de septiembre de 2017, disponible en
[https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/255394/5_Informe_SENER.compressed
2.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/255394/5_Informe_SENER.compressed_2.pdf)

SHCP, Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2013.

_____, Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2014.

_____, Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2015.

_____, Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2016.

_____, Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2017.

UNAM, Evaluación en Materia de Diseño del Programa Presupuestario G001 "Regulación y Permisos de Electricidad", Instituto de Investigaciones Sociales-UNAM, 2016.

Anexos

Anexo I

En relación con la Cuenta Pública 2017 se detectaron 25 programas presupuestales que conforman la Reforma Energética en materia de electricidad, los cuales tiene las finalidad de "Desarrollo Económico" que cuentan con la funciones de "Combustible y Energía" y "Investigación Científica" que se dividen en las subfunciones "Electricidad", "Otros Combustibles", "Servicios Científicos y Tecnológicos" y a su vez cuentan con distintas Actividades Institucionales "Regulación eficiente del sector energético", "Gestión de la eficiencia energética", "Transmisión de la Energía Eléctrica", "Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica", "Generación de Energía Eléctrica", "Infraestructura Básica en Energía Eléctrica", "Investigación, desarrollo tecnológico y de capital humano en energía eléctrica"; como se presenta en el siguiente cuadro:

ESTRUCTURA DEL PRESUPUESTO DE LA REFORMA ENERGÉTICA 2017

	Función	Subfunción	Actividad Institucional	Programa Presupuestario	UR	Componente
03 Desarrollo Económico	03 Combustible y Energía	04 Otros Combustibles	004 Regulación eficiente del sector energético.	P001 “Conducción de la política energética”	SENER	Conducción
			017 Gestión de la eficiencia energética.	P008 “Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía” ^{1/}		
		05 Electricidad	004 Regulación eficiente del sector energético.	P002 “Coordinación de la política energética en electricidad”	CRE	Regulación - Supervisión
			003 Regulación eficiente del sector energético.	G001 “Regulación y Permisos de Electricidad”		
			014 Transmisión de Energía Eléctrica	E568 “Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional”	CENACE	
				K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”		
				E555 “Operación Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos”		
				E567 “Operación y mantenimiento a líneas de transmisión, subestaciones de transformación y red fibra óptica”		
			E570 “Operación y mantenimiento de los procesos de distribución y de comercialización de energía eléctrica”	CFE	Operación	
			F571 “Promoción de medidas para el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica”			
			003 Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica			K014 “Otros proyectos de infraestructura social”
						K029 “Programas de adquisiciones” ^{4/}
						P553 “Planeación del Sistema Eléctrico de la infraestructura de CFE”
			013 Generación de Energía Eléctrica			E561 “Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica”
						E562 “Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde”
						E563 “Suministro de energéticos a las centrales generadoras de electricidad”
				K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad” ^{2/}		

			K027 “Mantenimiento de infraestructura” ^{2/}		
			K028 “Estudios de preinversión” ^{3/}		
			K044 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas)”		
			R584 “Adquisición de energía eléctrica a los Productores Externos”		
			R585 “Planeación y dirección de los procesos productivos”		
			015 Infraestructura Básica en Energía Eléctrica	E578 “Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica”	
				P552 “Coordinación de las funciones y recursos para la infraestructura eléctrica”	
08 Investigación Científica	03 Servicios Científicos y Tecnológicos	006 Investigación, desarrollo tecnológico y de capital humano en energía eléctrica	E016 “Investigación, desarrollo tecnológico y prestación de servicios en materia nuclear y eléctrica”	SENER	Conducción

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la Cuenta de la Hacienda Pública federal 2017, Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

^{1/} Se tomó como Actividad Institucional la correspondiente a la clave 017 “Gestión de la eficiencia energética”, debido a que fue actividad que ha permanecido desde 2013 pero este programa público tiene presupuesto en otras tres actividades institucionales, las cuales son 009 “Gestión, promoción, supervisión y evaluación del aprovechamiento sustentable de la energía”, 018 “Supervisar la normatividad en eficiencia energética” y 019 “Promoción, vinculación e innovación en la eficiencia energética”.

^{2/} Se tomó como Actividad Institucional la correspondiente a la clave 013 “Generación de Energía Eléctrica”, debido a que mayor presupuesto ejerció, pero este programa público tiene presupuesto en otras tres actividades institucionales, las cuales son 003 “Regulación eficiente del sector energético”, 014 “Transmisión de Energía Eléctrica” y 015 “Infraestructura Básica en Energía Eléctrica”.

^{3/} Se tomó como Actividad Institucional la correspondiente a la clave 013 “Generación de Energía Eléctrica”, debido a que mayor presupuesto ejerció, pero este programa público tiene presupuesto en otra actividad institucional, la cual es 015 “Infraestructura Básica en Energía Eléctrica”.

^{4/} Se tomó como Actividad Institucional la correspondiente a la clave 003 “Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica”, debido a que mayor presupuesto ejerció, pero este programa público tiene presupuesto en otras tres actividades institucionales, las cuales son 002 “Servicios Administrativos”, 013 “Generación de Energía Eléctrica” y 014 “Transmisión de Energía Eléctrica”.

ALINEACIÓN DE LOS INDICADORES DE LAS MIR DE LOS PROGRAMAS PRESUPUESTARIOS CON LOS COMPONENTES DE LA POLÍTICA PÚBLICA, 2017.

UR	Actividad	Programa Presupuestario	Indicadores
Conducción	SENER	P001 "Conducción de la política energética"	• Porcentaje de material publicado para la planeación integral del SEN. • Número de ordenamientos jurídicos publicados. • Porcentaje de cumplimiento en la elaboración del PRODESEN. • Porcentaje de instalaciones eléctricas verificadas que operan cumplimiento la NOM-001-SEDE. • Porcentaje de solicitudes atendidas de bases de licitación para obras de generación y transmisión. • Porcentaje de visitas de verificación realizadas por la SENER • Porcentaje de instalaciones eléctricas a las que se les cortó el suministro eléctrico por no cumplir con la normatividad.
		P002 "Coordinación de la política energética en electricidad"	
		Gestión de la eficiencia energética.	• Índice de regulación del Consumo Final Energético Nacional por Normas Oficiales Mexicanas de Eficiencia Energética. • Índice de intensidad de consumo final energético. • Consumo evitado por el Aprovechamiento Sustentable de la Energía.
		Investigación, desarrollo tecnológico y de capital humano en energía eléctrica.	• Participación de energías renovables y tecnologías limpias en capacidad instalada de generación de electricidad en el Sistema Eléctrico. • Porcentaje de contratación tecnológica.
Regulación-Supervisión	CRE	G001 "Regulación y Permisos de Electricidad"	• Crecimiento en la capacidad instalada de generación de energía eléctrica en el país. • Porcentaje de instrumentos de regulación económica en materia eléctrica elaborados respecto a los planteados. • Permisos y modificaciones atendidas en materia de generación de energía eléctrica.
	CENACE	E568 "Dirección, coordinación y control de la operación del Sistema Eléctrico Nacional**"	• Índice de optimización en la operación del Sistema Eléctrico Nacional. • Índice de Operación en estado normal. • Porcentaje de participantes del mercado y demás interesados que acreditan el curso básico del MEM.
Operación	CFE	Servicios de Apoyo Administrativo	• Disponibilidad de Generación. • Indisponibilidad por falla más decremento. • Indisponibilidad por mantenimiento programado. • Porcentaje cumplimiento en el ejercicio del presupuesto de inversión.
		Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	• Pérdidas totales de energía eléctrica (PET). • Tiempo de interrupción por usuario de Distribución. • Inconformidades por cada mil usuarios. • Número de interrupciones por usuario (NIU).

Continúa...

	UR	Actividad	Programa Presupuestario	Indicadores
Operación	CFE	Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica	K001 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad”.	- Tasa de crecimiento de acciones para fomentar el ahorro y uso eficiente de energía eléctrica. - Avance físico en la rehabilitación de centrales generadoras de energía. - Indicador de cobertura servicio eléctrico. - Número de usuarios incorporados por el programa de electrificación. - Tasa de crecimiento de la oferta del Sector Eléctrico respecto a la programada.
			K014 “Otros proyectos de infraestructura social”.	
			P553 “Planeación del Sistema Eléctrico de la infraestructura de CFE” ^{1/} .	
		Generación de Energía Eléctrica	E561 “Operación y mantenimiento de las centrales generadoras de energía eléctrica”	- Disponibilidad de los equipos para producir la energía eléctrica que demanda la sociedad. - Indisponibilidad por mantenimiento programado en porcentaje. - Tiempo de interrupción por usuario atribuible a Energéticos. - Cumplimiento del programa de Entrega de Energía en porcentaje. - Cumplimiento en el suministro de los combustibles. - Suministro a las centrales termoeléctricas de combustóleo. - Tiempo de Interrupción por usuario atribuible a energéticos - Incremento en la capacidad de generación con energías renovables. - Porcentaje de proyectos de energías renovables (PEER). - Grado de electrificación. - Inconformidades procedentes por los usuarios. - Tiempo de interrupción del servicio eléctrico. - Número de proyectos.
			E562 “Operación, mantenimiento y recarga de la Nucleoeléctrica Laguna Verde”	
			E563 “Suministro de energéticos a las centrales generadoras de electricidad”.	
			K028 “Estudios de preinversión”.	
			K029 “Programas de adquisiciones”.	
			K044 “Proyectos de infraestructura económica de electricidad (Pidiregas)”.	
			R584 “Adquisición de energía eléctrica a los Productores Externos” ^{2/} .	
			R585 “Planeación y dirección de los procesos productivos”.	
		Transmisión, Transformación y Control de la Energía Eléctrica	E555 “Operación Red de Fibra Óptica y apoyo tecnológico a los procesos productivos”.	- Proyectos de modernización implementados. - Ingresos extraordinarios totales por aprovechamiento de la infraestructura. - Pérdidas de Energía de Transmisión. - Tiempo de interrupción por Usuario por Transmisión. - Confiabilidad del sistema de Transmisión de Energía Eléctrica para transportarla a los centros de consumo. - Disponibilidad de líneas de Transmisión.
			E567 “Operación y mantenimiento a líneas de transmisión, subestaciones de transformación y red fibra óptica”.	
		Infraestructura Básica en Energía Eléctrica	E578 “Apoyo al desarrollo sustentable de comunidades afectadas por la instalación de la infraestructura eléctrica”.	- Infraestructura. - Ejecución - Concluidos - Incremento - Cumplimiento de Proyectos.
			P552 “Coordinación de las funciones y recursos para la infraestructura eléctrica”.	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en las MIR 2017 de los programas presupuestarios con los que se implementa la política pública.

* La Unidad Responsable del programa hasta 2014 fue la CFE, a partir de 2015 derivado de los cambios de la reforma es ejercido por el CENANCE.

^{1/} En el caso del programa P553 se consultó la MIR de 2015, ya que, para 2017 no se elaboró debido al proceso de transformación.

^{2/} Los programas R584 y R585 se alinean a las metas sectoriales y nacionales de la política en materia de energía eléctrica, sin embargo, no es posible conocer sus indicadores ya que están exentos de elaborar MIR.

Anexo II

NORMAS OFICIALES MEXICANAS PARA LA RAMA DE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA RELACIONADA CON GENERACIÓN Y SUMINISTRO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

No.	Clave	Tipo	Nombre	Objetivo	Fecha
Eficiencia energética, instalaciones, sistemas de medición en la generación y suministro de energía eléctrica					
1	NOM-063-SCFI-2001	Definitiva	Productos eléctricos Conductores-Requisitos de seguridad	Establecer los requisitos de seguridad que deben cumplir los conductores, alambres y cables para uso eléctrico, con el propósito de garantizar las condiciones necesarias de uso eficiente y racional en el consumo de la energía eléctrica y satisfacer las características imprescindibles de servicio y seguridad para las personas, los equipos y su patrimonio	22/02/2002
2	NOM-001-SEDE-2012	Definitiva	Instalaciones Eléctricas (utilización)	Establecer las especificaciones y lineamientos de carácter técnico que deben satisfacer las instalaciones destinadas a la utilización de la energía eléctrica, a fin de que ofrezcan condiciones adecuadas de seguridad para las personas y sus propiedades.	29/11/2012
3	NOM-013-ENER-2013	Definitiva	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en vialidades	Establecer niveles de eficiencia energética en términos de valores máximos de Densidad de Potencia Eléctrica para Alumbrado (DPEA), así como la iluminancia promedio para alumbrado en vialidades en las diferentes aplicaciones que se indican en la presente norma, con el propósito de que se diseñen o construyan bajo un criterio de uso eficiente de la energía eléctrica, mediante la optimización de diseños y la aplicación de equipos y tecnologías que incrementen la eficacia sin menoscabo de los requerimientos visuales.	14/06/2013
4	NOM-034-NUCL-2016	Definitiva	Requerimientos de selección, calificación y entrenamiento del personal de centrales nucleoelectricas.	Establece los criterios para la selección, calificación, entrenamiento y reentrenamiento del personal de una central nucleoelectrica.	2/12/2016
5	PROY-NOM-029-ENER-2016	Proyecto	Eficiencia energética de fuentes de alimentación externa. Límites métodos de prueba y marcado.	Establecer los valores mínimos de eficiencia energética en operación, los límites máximos de potencia eléctrica en modo de no carga o vacío, los métodos de prueba para su evaluación y las especificaciones de la información mínima a marcar de las fuentes de alimentación externas (FAE) que se destinan para convertir la tensión de línea de corriente alterna (c.a.) a un solo nivel de tensión de salida fija en corriente continua (c.c.).	5/12/2016
6	PROY-NOM-023-ENER-2017	Proyecto	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos. Límites, método de prueba y etiquetado.	Establece el nivel mínimo de Relación de Eficiencia Energética Estacional (REEE) que deben cumplir los acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos; además de los métodos de prueba que deben usarse para verificar dicho cumplimiento y define los requisitos que se deben de incluir en la etiqueta de información al público.	21/12/2017
7	NOMEM-007-CRE-2017	Emergencia	Sistemas de medición de energía eléctrica. Especificaciones y métodos de prueba para medidores multifunción y transformadores de instrumento.	Establecer las especificaciones y métodos de prueba de los instrumentos metrológicos de un sistema de medición de energía eléctrica.	13/03/2017
De carácter ambiental					
8	NOM-043-SEMARNAT-1993	Definitiva	Niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas	Establecer los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de partículas sólidas provenientes de fuentes fijas	22/10/1993
9	NOM-156-SEMARNAT-2012	Definitiva	Establecimiento y operación de sistemas de monitoreo de la calidad del aire	Especificar las condiciones mínimas que deben ser observadas para el establecimiento y operación de sistemas de monitoreo de la calidad del aire	7/07/2012
10	PROY-NOM-170-SEMARNAT-2017	Proyecto	Contaminación atmosférica: límites máximos permisibles de emisión provenientes de generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible	Establecer los límites máximos permisibles de emisión de partículas (PM), monóxido de carbono (CO), Dióxido de Azufre (SO ₂), y óxidos de nitrógeno (NO _x) de los generadores de vapor que utilizan bagazo de caña como combustible.	17/11/2017

FUENTE: Realizado por la ASF con la información de consultada en <http://www.economia-noms.gob.mx>, en mayo de 2018

NORMAS OFICIALES MEXICANAS PARA LA RAMA DE LA ACTIVIDAD ECONÓMICA RELACIONADA CON LA FABRICACIÓN
 DE EQUIPO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Y APARATOS Y ACCESORIOS ELÉCTRICOS

No.	Clave	Tipo	Fecha	Nombre
1	NOM-001-ENER-2014	Definitiva	2014-08-06	Eficiencia energética de bombas verticales tipo turbina con motor externo eléctrico vertical. Límites y método de prueba.
2	NOM-001-SCFI-1993	Definitiva	1993-10-13	Aparatos electrónicos de uso doméstico alimentados por diferentes fuentes de energía eléctrica-Requisitos de seguridad y métodos de prueba para la aprobación de tipo.
3	NOM-003-SCFI-2014	Definitiva	2015-05-28	Productos eléctricos-especificaciones de seguridad.
4	NOM-004-ENER-2014	Definitiva	2014-09-30	Eficiencia energética para el conjunto motor-bomba, para bombeo de agua limpia de uso doméstico, en potencias de 0,180 kW (¼ hp) hasta 0,750 kW (1 hp). Límites, métodos de prueba y etiquetado.
5	NOM-005-ENER-2012	Definitiva	2012-11-06	Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, método de prueba y etiquetado.
6	NOM-005-ENER-2016	Definitiva	2016-11-15	Eficiencia energética de lavadoras de ropa electrodomésticas. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
7	NOM-009-ENER-2014	Definitiva	2014-08-08	Eficiencia energética en sistemas de aislamientos térmicos industriales.
8	NOM-010-ENER-2004	Definitiva	2005-04-18	Eficiencia energética del conjunto motor bomba sumergible tipo pozo profundo. Límites y método de prueba.
9	NOM-011-ENER-2006	Definitiva	2007-06-22	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo central, paquete o dividido. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
10	NOM-014-ENER-2004	Definitiva	2005-04-19	Eficiencia energética de motores eléctricos de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0,180 kW a 1,500 kW. Límites, método de prueba y marcado.
11	NOM-015-ENER-2012	Definitiva	2012-02-16	Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
12	NOM-016-ENER-2016	Definitiva	2016-11-15	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, trifásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0,746 kW a 373 kW. Límites, método de prueba y marcado.
13	NOM-016-SCFI-1993	Definitiva	1993-10-14	Aparatos electrónicos de uso en oficina y alimentados por diferentes fuentes de energía eléctrica - requisitos de seguridad y métodos de prueba. (se ratifica por cinco años según resolución publicada en el D.O.F. el 29/06/2005)
14	NOM-017-ENER/SCFI-2012	Definitiva	2013-01-09	Eficiencia energética y requisitos de seguridad de lámparas fluorescentes compactas autobalastadas. Límites y métodos de prueba.
15	NOM-021-ENER/SCFI-2017	Definitiva	2017-07-07	Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario en acondicionadores de aire tipo cuarto. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
16	NOM-022-ENER/SCFI-2014	Definitiva	2014-11-27	Eficiencia energética y requisitos de seguridad al usuario para aparatos de refrigeración comercial autocontenidos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
17	NOM-023-ENER-2010	Definitiva	2010-12-20	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido, descarga libre y sin conductos de aire. Límites, método de prueba y etiquetado.
18	NOM-026-ENER-2015	Definitiva	2016-02-09	Eficiencia energética en acondicionadores de aire tipo dividido (inverter) con flujo de refrigerante variable, descarga libre y sin ductos de aire. Límites, métodos de prueba y etiquetado.

Continúa...

...Continuación

19	NOM-028-ENER-2017	Definitiva	2018-03-09	Eficiencia energética de lámparas para uso general. Límites y métodos de prueba.
20	NOM-029-ENER-2017	Definitiva	2017-10-27	Eficiencia energética de fuentes de alimentación externa. Límites, métodos de prueba, marcado y etiquetado.
21	NOM-030-ENER-2016	Definitiva	2017-01-17	Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (led) integradas para iluminación general. Límites y métodos de prueba.
22	NOM-031-ENER-2012	Definitiva	2012-11-06	Eficiencia energética para luminarios con diodos emisores de luz (leds) destinados a vialidades y áreas exteriores públicas. Especificaciones y métodos de prueba.
23	NOM-032-ENER-2013	Definitiva	2014-01-23	Límites máximos de potencia eléctrica para equipos y aparatos que demandan energía en espera. Métodos de prueba y etiquetado.
24	NOM-044-SCFI-2008	Definitiva	2009-01-13	Wattthorímetros electromecánicos-definiciones, características y métodos de prueba.
25	NOM-058-SCFI-2017	Definitiva	2017-08-15	Controladores para fuentes luminosas artificiales, con propósitos de iluminación en general-especificaciones de seguridad y métodos de prueba (cancela a la nom-058-scfi-1999).
26	NOM-064-SCFI-2000	Definitiva	2000-05-22	Productos eléctricos-luminarios para uso en interiores y exteriores-especificaciones de seguridad y métodos de prueba.
27	NOM-065-SCT1-1993	Definitiva	1994-12-06	Vocabulario electrotécnico. Parte 15. Telecontrol.
28	PROY-NOM-001-SCFI-2017	Proyecto	2017-12-19	Aparatos electrónicos-requisitos de seguridad y métodos de prueba (cancelará a la nom-001-SCFI-1993).
29	PROY-NOM-015-ENER-2017PROY-NOM	Proyecto	2017-09-19	Eficiencia energética de refrigeradores y congeladores electrodomésticos. Límites, métodos de prueba y etiquetado.
30	PROY-NOM-028-ENER-2017	Proyecto	2017-06-07	Eficiencia energética de lámparas para uso general. Límites y métodos de prueba.
31	PROY-NOM-058-SCFI-2015	Proyecto	2016-09-14	Controladores para fuentes luminosas artificiales, con propósitos de iluminación en general-especificaciones de seguridad y métodos de prueba (cancelará a la nom-058-SCFI-1999).
32	PROY-NOM-212-SCFI-2016	Proyecto	2016-12-12	Pilas y baterías primarias-límites máximos permisibles de mercurio y cadmio-especificaciones, métodos de prueba y etiquetado.

FUENTE: Realizado por la ASF con la información de consultada en <http://www.economia-noms.gob.mx/noms/consultasAction.do> en mayo de 2018.

Anexo III

ANÁLISIS DEL DISEÑO DE RENDICIÓN DE CUENTAS DE LA REFORMA ENERGÉTICA: ELECTRICIDAD, 2017

Aspecto a revisar		Información reportada sobre el hilo conductor	Se informa sobre el grado de cumplimiento de objetivos	
			Sí	No
Estrategias				
Conducción	Planear el desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional bajo principios técnicos y económicos.	Se informó del desarrollo del Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, que contiene la planeación del SEN, en términos de generación, transmisión y distribución, así como de los responsables.	x	
	Crear un mercado eléctrico competitivo	Se reportó sobre la creación del Mercado Eléctrico Mayorista y se mencionan los responsables de establecer sus reglas y de su operación.	x	
	Establecer reglas e instrumentos eficientes para el uso de tecnologías limpias y gas natural.	Se informó sobre la creación de los Certificados de Energías Limpias (CEL), que acreditan la producción de un determinado monto de energía eléctrica a partir de energías limpias y que sirven para cumplir con los requisitos asociados a los centros de carga.	x	
	Fijar los precios para los usuarios domésticos y de bajo consumo.	Se informa que las tarifas para el sector doméstico de bajo consumo reportaron reducciones, en 2015 y 2016 respecto de 2014. Asimismo, que la SHCP es quien aplica las estructuras tarifarias.	x	
	Determinar las tecnologías que se consideren limpias.	Informa sobre el avance en el uso de las tecnologías limpias para generar energía, y la emisión de reglas e instrumentos para el uso de las mismas, pero no informa cuales son estás tecnologías.	x	
	Creación del Fondo de Servicio Universal Eléctrico (FSUE).	El 30 de septiembre de 2014, se constituyó el Fideicomiso “Fondo de Servicio Universal Eléctrico entre SHCP como fideicomitente, el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRA) como fiduciario y la SENER como unidad responsable. El 28 de abril de 2015, se aprobaron las Reglas de Operación del FSUE.	x	
Regulación-supervisión	Establecer las bases del mercado eléctrico	El 8 de septiembre de 2015, se publicaron las Bases del mercado eléctrico, mismas que deberán seguir los participantes sus participantes y el CENACE para comprar y vender energía. Asimismo, se han emitido los Manuales de Prácticas de Mercado, las Guías Operativas y los Criterios y Procedimientos de Operación.	x	
	Establecer los términos para efectuar los contratos de inversión y participación privada.	Se informa de la celebración de contratos de participación privada, para la compra venta de energía eléctrica, como efecto delos términos establecidos.	x	
	Ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional y del MEM	Se informó sobre las acciones que lleva acabo el CENACE para mantener el control del SEN y del MEM, las transacciones que se han llevado a cabo en este último; las acciones de modernización en las redes de transmisión y distribución.	x	
	Hacer más eficiente el proceso de otorgamiento de permisos y autorizaciones relacionados con las actividades de la industria eléctrica y .vigilar su cumplimiento.	Se informó sobre el número de permisos y autorizaciones otorgados y vigentes hasta junio de 2017 para el sector, según la actividad realizada: no obstante, no se menciona si el proceso para su emisión es más eficiente, ni se reporta sobre la vigilancia de su cumplimiento.	x	
	Imponer obligaciones de interconexión y tarifas a los participantes.	No se informa sobre las obligaciones de interconexión; sólo se reportó que las tarifas fueron actualizadas.		x
	Otorgar certificados de energías limpias.	Se informó sobre el número de CEL que se han obtenido por medio de las subastas del MEM.	x	
	Vigilar el cumplimiento de las disposiciones jurídicas aplicables en la materia.	Se reportaron el número de visitas de verificación que se realizaron de enero de 2016 a junio de 2017, así como el objetivo de las mismas y las observaciones que se realizaron.	x	
	Integrar al FSUE los excedentes que resulten de la gestión de pérdidas de energía en el mercado.	No se reportó información sobre los excedentes integrados al FSUE, ni el origen de la totalidad de recursos de los cuales se conformó.		x

Continúa...

...Continuación

Hilo conductor		Información reportada sobre el hilo conductor	Se informa sobre el grado de cumplimiento de objetivos	
			Sí	No
Estrategias				
Regulación-supervisión	Establecer las obligaciones de reducción de emisiones contaminantes relativas a la industria eléctrica.	Se informó sobre la publicación de los instrumentos para reducir las emisiones contaminantes relacionadas con el sector.	x	
	Emitir manifestaciones de impacto ambiental	Se reportó el número de manifestaciones emitidas, pero no se especificó cuantas eran para el sector eléctrico.		x
	Vigilar el cumplimiento de las obligaciones ambientales en el sector eléctrico.	Se reportó que se realizaron pre-auditorías ambientales a diversas instalaciones de la CFE, donde se detectaron incumplimientos de aspectos ambientales. Asimismo, se menciona el número de CELs con los que cuenta la Comisión y el número de centros de trabajo certificados bajo un Sistema de Gestión Ambiental; así como el número de visitas de verificación para corroborar que se cumplan con las condiciones de las NOMs; sin embargo, no se especifica cuántas correspondieron al sector.	x	
Operación	Generar energía eléctrica (CFE-particulares)	Se reportó la cantidad energía eléctrica generada a partir del tipo de fuente por la que se produce.	x	
	Optimizar la operación y expansión de la infraestructura eléctrica nacional	Se informó sobre el mantenimiento y la modernización de las centrales generadoras, la generación de energía a partir de gas para reducir costos, la construcción de nuevas plantas, así como, la ampliación y modificación de las redes de transmisión y distribución.	x	
	Reducir los costos de generación y suministro	Se reportaron las acciones que se han llevado a cabo con el fin de reducir los costos, como son: el mantenimiento y suministro de las centrales generadoras, la reducción del uso de combustóleo para la generación y el aprovechamiento de tecnologías más eficientes. No obstante, no se informó si han disminuido los costos.		x
	Disminuir las pérdidas técnicas y no técnicas	Se reportó el porcentaje de pérdidas técnicas y no técnicas, así como su origen y la proporción en que se redujeron respecto otros años.	x	
	Disminuir el déficit financiero de la CFE	Se informó sobre la composición de la deuda de la empresa, y se reportó un incremento en 2016, con respecto del año anterior.	x	
	Disminuir el deterioro del patrimonio de la CFE	Se mostró un incremento en el patrimonio de la empresa a 2016, y se informó la causa del aumento.	x	
	Hacer uso de energías renovables a gran escala	Se informó sobre la conclusión del Proyecto de Desarrollo de Energías Renovables a Gran Escala, cuyo objetivo fue apoyar la primera central eólica, así como de la energía generada a partir de fuentes limpias.	x	
	Incrementar la cobertura de usuarios de electricidad con el uso o no del FSUE.	La CFE, el FSUE y la Comisión Nacional para el Desarrollo de los Pueblos Indígenas (CDI) en conjunto con los gobiernos estatales y municipales, de 25 entidades federativas, han avanzado en la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas.	x	
Objetivos				
Inversión en el sector		Se informó sobre la inversión generada por la operación del MEM, la inversión pública al sector, así como, la inversión en la CFE para optimizar su operación. Sin embargo, no se especifica el beneficio en la inversión con la entrada de los particulares.	x	
Reducción de las tarifas del servicio eléctrico		Se reportaron las variaciones en las tarifas, sin embargo, solo las del sector doméstico presentaron disminuciones.	x	
Reducción del impacto ambiental		Se menciona el incremento en el uso de las tecnologías limpias, la creación de manuales y evaluaciones de impacto ambiental, pero no se menciona el impacto que el uso de dichas tecnologías ha tenido.		x
Cobertura Universal		Se reportó el avance en la cobertura de energía eléctrica, así como el porcentaje de electrificación de las poblaciones rurales y las urbanas.	x	
Finalidad de la política pública				
Crecimiento económico nacional		No se informó sobre los avances en el crecimiento económico en el país.		x
Generación de empleos		No se reportó información sobre la finalidad de la política de crear nuevos empleos a partir de la inversión de particulares al sector.		x
Capacidad suficiente de energía.		Se reportó la cantidad y la fuente por la que la energía es generada y la capacidad instalada de las redes de transmisión y distribución.	x	

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Quinto Informe de Gobierno, el Quinto Informe de Ejecución del PND y los informes de labores de la SENER, SHCP, SEMARNAT, CFE, CRE, CENACE y PROFEPA 2016-2017.

Anexo IV

De acuerdo con los Términos para la asignación de activos y contratos para la Generación a las empresas productivas subsidiarias y Empresas Filiales de la Comisión Federal de Electricidad publicados en el DOF el 4 de noviembre de 2016, la asignación de centrales eléctricas a las seis empresas subsidiarias de Generación de CFE quedaron de la siguiente manera:

GENCO I			
1	C.H. 27 de Septiembre (El Fuerte)	23	C.H. Oviáchic
2	C.H. Ángel Albino Corzo (Peñitas)	24	C.C.C. El Sáuz
3	C.H. Bacurato	25	C.T. Salamanca
4	C.H. Boquilla	26	C.H. Pdte. Plutarco Elías Calles (El Novillo)
5	C.H. Camilo Arriaga (El Salto)	27	C.H. Profr. Raúl J. Marsal C. (Comedero)
6	C.H. Colina	28	C.H. Santa Bárbara
7	C.H. Electroquímica	29	C.H. Tingambato
8	C.H. Ing. Fernando Hiriart Balderrama (Zimapan)	30	C.C.C. Centro I
9	C.T. Francisco Pérez Ríos (Tula)	31	C.T. Villa de Reyes
10	C.C.I. Baja California Sur I	32	C.TG. Cuautitlán
11	C.C.I. Baja California Sur V (Coromuel)	33	C.TG. Ecatepec
12	C.TG. Nonoalco	34	C.TG. Iztapalapa
13	C.TG. Aragón	35	C.TG. Magdalena
14	C.TG. Atenco	36	C.TG. Remedios
15	C.TG. Coapa	37	C.TG. Santa Cruz
16	C.TG. Coyotepec	38	C.TG. Vallejo
17	C.H. Gral. Salvador Alvarado (Sanalona)	39	C.TG. Victoria
18	C.H. Humaya	40	C.TG. Villa de las Flores
19	C.H. Luis Donaldo Colosio Murrieta (Huites)	41	UME-01
20	C.H. Malpaso	42	UME-09
21	C.H. Micos	43	UME-10
22	C.H. Mocúzari	44	UME-11

GENCO II			
1.	C.H. Las Cruces [Proyecto 2020*]	2.	C.H. Jumatán
3.	C.H. Aguamilpa Solidaridad	4.	C.H. Leonardo Rodríguez Alcaine (El Cajón)
5.	C.H. Ing. Alfredo Elías Ayub (La Yesca)	6.	C.H. Luis M. Rojas (Intermedia)
7.	C.H. Bartolinas	8.	C.H. Platanal
9.	C.H. Botello	10.	C.H. Puente Grande
11.	C.H. Cóbano	12.	C.H. San Pedro Porúas
13.	C.H. Colimilla	14.	C.H. Tirio
15.	C.H. Cupatitzio	16.	C.H. Valentín Gómez Farías (Agua Prieta)
17.	C.H. Gral. Manuel M. Diéguez (Santa Rosa)	18.	C.H. Zumpimito
19.	C.H. Itzicuaró	20.	C.C.C. Tula
21.	C.C.C. Agua Prieta II (incluye termosolar)	22.	C.C.C. Valle de México
23.	C.C.C. Chihuahua II (El Encino)	24.	C.C.C. Valle de México II [Proyecto 2017*]
25.	C.C.C. San Lorenzo Potencia	26.	C.T. Guadalupe Victoria (Lerdo)
27.	C.C.C. Poza Rica	28.	C.T. Valle de México
29.	C.T. Carbón II	30.	C.C.I. Gral. Agustín Olachea A. (Pto. San Carlos)
31.	C.T. Altamira	32.	UME-05

Genco III			
1	C.H. Falcón	18	C.T. Juan de Dios Bátiz Paredes (Topolobampo)
2	C.H. Infiernillo	19	C.T. Presidente Juárez (Rosarito)
3	C.C.C. Gómez Palacio	20	C.C.I. Santa Rosalía
4	C.C.C. Manzanillo I	21	UME-02
5	C.T. Francisco Villa	22	UME-03
6	C.T. Gral. Manuel Álvarez Moreno (Manzanillo I)	23	UME-04
7	C.T. José Aceves Pozos (Mazatlán II)	24	UME-07
8	C.FV. Santa Rosalía	25	C.H. La Villita
9	C.TG. Caborca	26	C.C.C. Presidente Juárez (Rosarito)
10	C.TG. Cd. Constitución	27	C.T. Puerto Libertad
11	C.TG. Ciprés	28	C.T. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)
12	C.TG. Culiacán	29	UME-12
13	C.TG. Los Cabos	30	UME-15
14	C.TG. Mexicali	31	UME-16
15	C.H. Ing. Carlos Ramírez Ulloa (El Caracol)	32	EME-14
16	C.H. La Amistad	33	EME-18
17	C.C.C. Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)	34	EME-20

Genco III			
1.	C.H. Angostura II Acala-Chilapan [Proyecto 2021*]	2.	C.TG. Laguna-Chávez
3.	C.H. Belisario Domínguez (Angostura)	4.	C.TG. Fundidora (TG. Monterrey)
5.	C.C.C. Samalayuca II	6.	C.TG. Juárez
7.	C.C.C. Empalme II (Guaymas III) [Proyecto 2018*]	8.	C.TG. La Paz
9.	C.T. Pdte. Plutarco Elías Calles (Petacalco)	10.	C.TG. Leona (TG. Monterrey)
11.	C.T. Benito Juárez (Samalayuca)	12.	C.TG. Monclova
13.	C.H. Manuel Moreno Torres (Chicoasén)	14.	C.TG. Tecnológico (TG. Monterrey)
15.	C.H. Chicoasén II [Proyecto 2018*]	16.	C.TG. Universidad (TG. Monterrey)
17.	C.T. Manzanillo II	18.	C.TG. 229 TG Baja California II Fase I
19.	C.T. Punta Prieta	20.	C.TG. Tijuana

Genco V			
1	C.C.C. Mexicali PIE	19	C.E. Oaxaca II PIE
2	C.C.C. Fuerza y Energía de Hermosillo PIE	20	C.E. Oaxaca III PIE
3	C.C.C. Naco Nogales PIE	21	C.E. Oaxaca IV PIE
4	C.C.C. El Sáuz- Bajío PIE	22	C.E. Sureste I Fase II
5	C.C.C. Mérida III PIE	23	C.E. Sureste IV
6	C.C.C. Transalta Campeche PIE	24	C.C.C. Tuxpan II (Tres Estrellas) PIE
7	C.C.C. Valladolid III PIE	25	C.C.C. Tuxpan III y IV PIE
8	C.C.C. Altamira II PIE	26	C.C.C. Tuxpan V PIE
9	C.C.C. Altamira III y IV PIE	27	C.C.C. La Laguna II PIE
10	C.C.C. Altamira V PIE	28	C.C.C. Norte Durango PIE
11	C.C.C. Monterrey III (Dulces Nombres) PIE	29	C.C.C. Norte II PIE
12	C.C.C. Río Bravo II (Anáhuac) PIE	30	C.C.C. Transalta Chihuahua III PIE
13	C.C.C. Río Bravo III PIE	31	C.C.C. Baja California III (La Jovita) PIE
14	C.C.C. Río Bravo IV PIE	32	C.C.C. Norte III (Juárez) PIE
15	C.C.C. Saltillo PIE	33	C.C.C. Noroeste (Topolobampo II) PIE
16	C.C.C. Tamazunchale PIE	34	C.C.C. Topolobampo III PIE
17	C.E. La Venta III PIE	35	C.C.C. Noreste (Escobedo) PIE
18	C.E. Oaxaca I PIE		

Todas las centrales bajo el esquema de Productor Independiente de Energía (PIE) se asignarán a CFE Generación V.

Genco VI	
1	C.H. Portezuelos II
2	C.H. Bombaná
3	C.H. Chilapan
4	C.H. Colotlipa
5	C.H. Encanto
6	C.H. Gral. Ambrosio Figueroa (La Venta)
7	C.C.C. Dos Bocas
8	C.C.C. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
9	C.T. José López Portillo (Río Escondido)
10	C.T. Lerma
11	C.E. Sureste II
12	C.E. Sureste III
13	C.E. La Venta
14	C.E. Yuumil'iik
15	C.G. Los Azufres
16	C.G. Tres Vírgenes
17	C.TG. Cancún
18	C.TG. Chankanaab
19	C.TG. Ciudad del Carmen
20	C.TG. Huinalá
21	C.TG. Mérida II
22	C.TG. Nachi-Cocom
23	C.H. Ixtaczoquitlán
24	C.H. José Cecilio del Valle
25	C.H. Mazatepec
26	C.H. Minas
27	C.H. Portezuelos I
28	C.C.C. Hermosillo
29	C.C.C. Empalme I (Guaymas II) [Proyecto 2017*]
30	C.T. Carlos Rodríguez Rivero (Guaymas II)
31	C.T. Mérida II
32	C.FV. Cerro Prieto
33	C.G. Azufres III Fase I
34	C.G. Cerro Prieto
35	C.G. Humeros
36	C. COG Salamanca Fase I
37	C.TG. Nizuc
38	C.TG. Xul-Ha
39	C.C.I. Guerrero Negro II
40	C.C.I. Guerrero Negro III
41	C.C.I. Guerrero Negro IV
42	C.TG. Vizcaino
43	C.H. Schpoiná
44	C.H. Tamazulapan
45	C.H. Temascal
46	C.H. Texolo
47	C.H. Tuxpango
48	C.C.C. Huinalá
49	C.C.C. Huinalá II (Monterrey II)
50	C.T. Felipe Carrillo Puerto (Valladolid)
51	C.T. Pdte. Adolfo López Mateos (Tuxpan)
52	C.E. Puerto Viejo
53	C.G. Azufres III Fase II [Proyecto 2018*]
54	C.G. Cerritos Col [Proyecto 2019*]
55	C.C.I. Hol-Box
56	UME-06
57	UME-08
58	UME-13
59	UME-14

Anexo V

MATRIZ PARA EVALUAR LA GOBERNANZA EN LA CFE

Directriz	Descripción	Estatus en CFE				Consideraciones
		1	2	3	4	
Razones que justifican la propiedad pública	Difundir, supervisar y evaluar los objetivos que justifican la empresa, con la finalidad de maximizar el bienestar de la ciudadanía, por medio de la eficiente asignación de recursos, así como implementar procedimientos oportunos de rendición de cuentas.					Se verificó que CFE Corporativo contó con un Manual de Organización General de la Comisión Federal de Electricidad, en dicho documento, se identificó la misión, visión y objetivo de la empresa, así como los objetivos y funciones de cada una de las áreas. Además, en su Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, se establece su Estructura y Organización Básicas, para la realización de las actividades, operaciones y servicios necesarios para el cumplimiento de su objeto, la Comisión cuenta con un órgano supremo de administración, un Director General, direcciones corporativas, unidades de negocio y una Auditoría Interna. Asimismo, cuenta con el documento Principales Elementos del Plan de Negocios 2017-2021, en dicho documento se establecen los objetivos financieros y operativos tanto del corporativo como de sus empresas productivas subsidiarias y sus empresas filiales. Sin embargo, en dichos documentos no se menciona como incrementara el bienestar de la ciudadanía.
El papel del Estado como propietario	Contar con transparencia en la gobernanza de las empresas públicas, así como con procedimientos de nombramiento de los miembros de los Consejos de Administración; definir mandatos y objetivos generales, incluidos los financieros; instaurar mecanismos de información que hagan posible el seguimiento, la fiscalización y la evaluación del desempeño, y elaborar políticas de divulgación.					La Comisión Federal de Electricidad tiene como fin el desarrollo de actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales, en términos de su objeto, generando valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano como su propietario. CFE corporativo, proporcionó la evidencia documental en la que acreditó que utilizó actas en las que los integrantes del Consejo de Administración no presentaron conflicto de intereses que interfiriera con el desempeño de sus funciones, desde su instalación hasta el 2017. Además, proporcionó un inventario de las políticas, criterios y lineamientos que regulan las operaciones de CFE Corporativo. Asimismo, proporcionó el Programa Financiero Anual 2017, en dicho documento se establece información financiera para la toma de decisiones para el cumplimiento del objeto de la empresa, además señalo que es la base para el programa operativo. Sin embargo, no se identificó el estatus del programa operativo.
Las empresas públicas en el mercado	Garantizar la igualdad de condiciones y la competencia en los mercados en los que desarrolla su actividad, asegurar que las empresas públicas no obtengan beneficio de los apoyos financieros que les otorguen ventaja frente a sus competidores privados y fomentar la generación de una rentabilidad similar a la obtenida por las empresas privadas.					CFE Corporativo cuenta con el documento Principales Elementos del Plan de Negocios, en el cual se establecen los principales indicadores operativos y financieros de la empresa y funciona como la base para los planes de las empresas productivas subsidiarias, así como de sus empresas filiales. Sin embargo, aún faltan por definir ciertos aspectos para garantizar la igualdad en condiciones y la competencia en los mercados como son los contratos legados y las operaciones de derechos financieros de transmisión.
Tratamiento equitativo de	Reconocer los derechos de todos los accionistas y garan-					La Comisión Federal de Electricidad es una empresa productiva del Estado de propiedad exclusiva del Gobierno Federal, con

Directriz	Descripción	Estatus en CFE				Consideraciones
		1	2	3	4	
los accionistas y otros inversores	tizar un trato equitativo, así como el acceso igualitario de la información corporativa y aplicar los Principios de Gobierno Corporativo de la OCDE.					personalidad jurídica y patrimonio propios y goza de autonomía técnica, operativa y de gestión, por lo que no cuenta con socios, por consiguiente, no se puede hacer un análisis de dicha directriz ^{1/} .
Relaciones con los actores interesados y responsabilidad empresarial	Adoptar, aplicar, supervisar y difundir los métodos de control interno, códigos éticos y medidas o programas de cumplimiento, incluidos los que contribuyeron a prevenir el fraude y la corrupción.					CFE Corporativo cuenta con códigos de ética y de conducta; sin embargo, no se han actualizado a la nueva estructura de CFE, ya que no se pueden identificar las instancias responsables de supervisar el cumplimiento de dichos códigos. Por lo tanto, no fue posible verificar si dichos documentos contribuyen a prevenir el fraude y la corrupción.
Publicidad y transparencia	Difundir la información financiera y no financiera relevante con base en las normas de alta calidad reconocidas internacionalmente sobre difusión de información empresarial.					CFE Corporativo difundió su información financiera y no financiera en su portal web; asimismo, reportó sus resultados en la Cuenta Pública. Además, publica las actas y acuerdos en el portal de la empresa, estableció su misión, visión, metas y objetivos institucionales en su Plan de Negocios.
Responsabilidades del consejo de administración	Contar con la suficiente autoridad, competencia y objetividad para que el Consejo de Administración realice sus funciones, así como actuar con integridad y aplicar mecanismos para evitar los conflictos de intereses.					CFE Corporativo cuenta con mecanismos para que los miembros del Consejo de Administración no presentaran conflicto de interés. El consejo de Administración de CFE Corporativo, estableció reglas de Operación y funcionamiento. El consejo aprobó las Políticas y Lineamientos Generales de Administración de Riesgos, así como la aprobación del Plan de Negocios.

Fuente: Elaborado por la Auditoría Superior de la Federación, con base en la información proporcionada por la Comisión Federal de Electricidad, relacionada con su gobierno corporativo.

1/: no aplica

1	No implementado: Sin avances
2	En planeación: Proceso de planeación
3	En formación: En proceso de implementación
4	Optimizado: Es posible obtener resultados

Respecto de la primera directriz, la CFE acreditó el establecimiento de su estructura y organización básica; además, de un Órgano Interno de Control. Estableció sus principales objetivos y lineamientos; sin embargo, no se identificó de qué manera la CFE incrementara el bienestar de la ciudadanía, de acuerdo con sus nuevas facultades.

En la segunda directriz, la CFE fomentó el acceso abierto, la operación eficiente y la competencia en los sectores participantes, ya que participó de manera competitiva con diversos sectores.

Asimismo, acreditó que los integrantes del Consejo de Administración no presentaron conflicto de intereses que interfirieran con el desempeño de sus funciones; además, instauró mecanismos de información, por medio del portal aplicativo dirigidos al personal de las diversas áreas y contó con la fiscalización y evaluación del desempeño de sus actividades.

En la tercera directriz, la CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias establecieron políticas y lineamientos para determinar el factor de rentabilidad, con base en el cual participarán en los concursos para la adjudicación de contratos para el desarrollo de sus actividades empresariales, económicas, industriales y comerciales; sin embargo, no se encuentran bien definidos aspectos que garanticen la competencia en el mercado, respecto de los contratos legados.

Referente a la cuarta directriz, CFE es una Empresa Productiva del Estado con propiedad exclusiva del Gobierno Federal, la cual tiene autonomía técnica, por lo que no cuenta con accionistas.

En la quinta directriz, a pesar de que la CFE señaló que cuenta con un código de conducta y uno de ética, estos tienen fecha de 2014, por lo que dichos documentos no se encuentran actualizados a la nueva estructura de CFE, por lo que no contribuyen a prevenir el fraude y la corrupción.

Respecto de la sexta directriz, se verificó la instauración de mecanismos para difundir información financiera y no financiera, mediante su portal web, en donde publico las actas y acuerdos del consejo, así como sus estados financieros. Además, se constató que rindió cuentas en el Sexto Informe de Gobierno y en la Cuenta Pública 2017.

En la directriz relacionada con las "Responsabilidades del Consejo de Administración" el Consejo de Administración contó con mecanismos para que sus miembros no presentaran conflicto de interés; dispuso de mecanismos para asegurar que los consejeros actúen con imparcialidad y con el mejor interés, y emitió sus reglas de operación y funcionamiento.

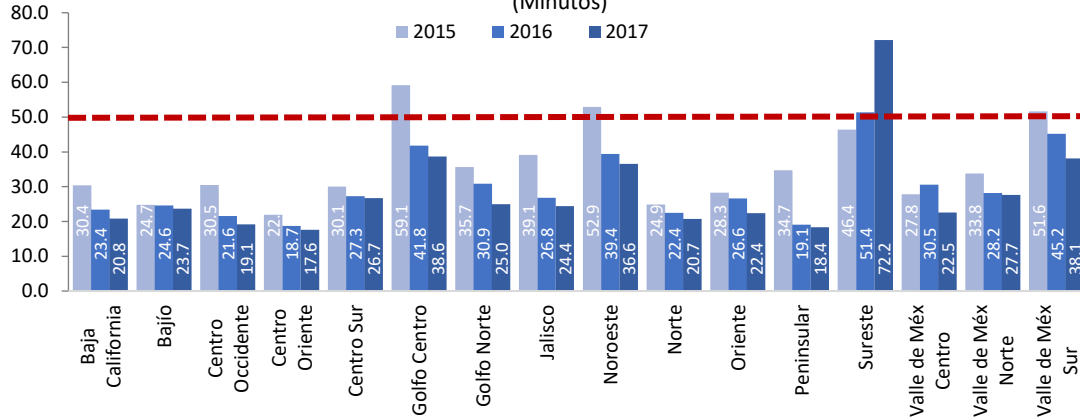
Por otra parte, la ASF realizó auditorías a las Empresas Productivas Subsidiarias, ^{247/} en términos generales, en 2017, las empresas de Generación, Distribución, Transmisión Y Suministros básicos implementaron una estructura y organización corporativa acorde con las mejores prácticas

^{247/} 526-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos"; 527-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación I"; 528-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión"; 1690- DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación II"; 1691-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación III"; 1692-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación IV"; 1693-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V"; 1694-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación VI", y 1695-DE "Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Distribución".

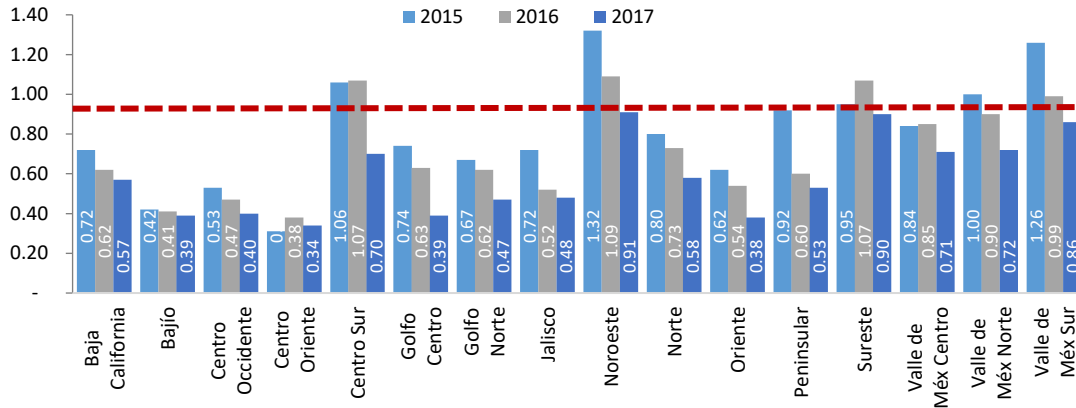
internacionales establecidas por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), en términos de la instauración de su consejo de administración, la designación de su Director General, la definición de objetivos, estrategias y métricas operativas y financieras en su plan de negocios, y la implementación de mecanismos que contribuyeron a transparentar su operación. No obstante, se identificaron deficiencias relacionadas con la implementación de estrategias comerciales y mayor comunicación entre el corporativo y las empresas.

Anexo VI

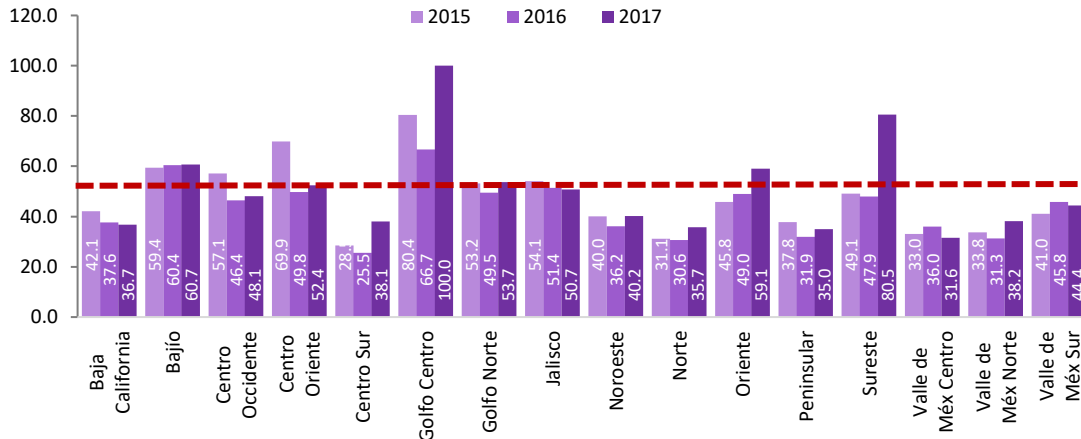
SAIDI DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO DE CFE-DISTRIBUCIÓN, 2015-2017
(Minutos)



SAIFI DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO DE CFE-DISTRIBUCIÓN, 2015-2017
(Interrupciones)



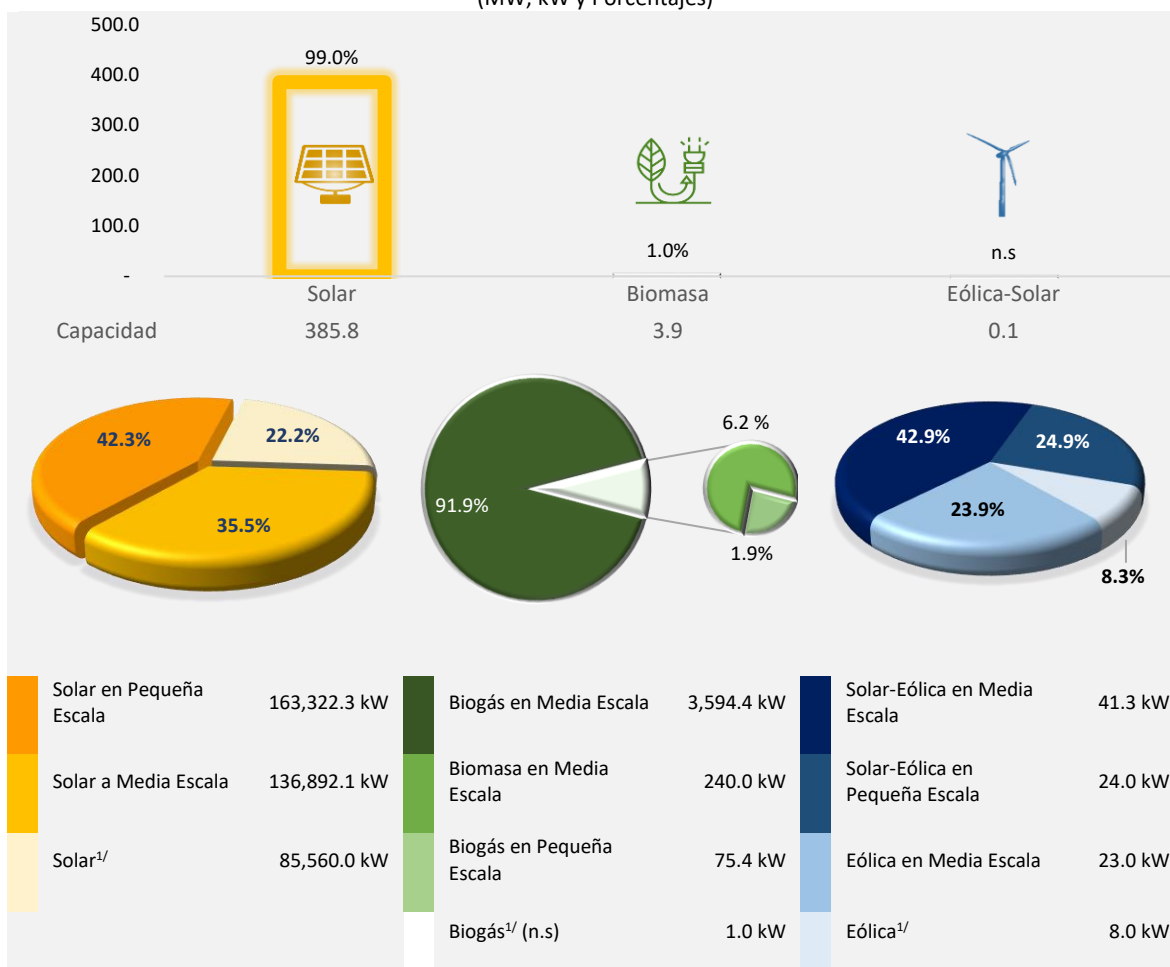
CAIDI DE LAS UNIDADES DE NEGOCIO DE CFE-DISTRIBUCIÓN, 2015-2017
(Minutos)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en Programa de Ampliación y Modernización de las Redes Generales de Distribución (PAMRGD) 2018-2032

Anexo VII

CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA POR TIPO DE TECNOLOGÍA Y POR TIPO DE ESCALA, 2008-2017.
 (MW, kW y Porcentajes)



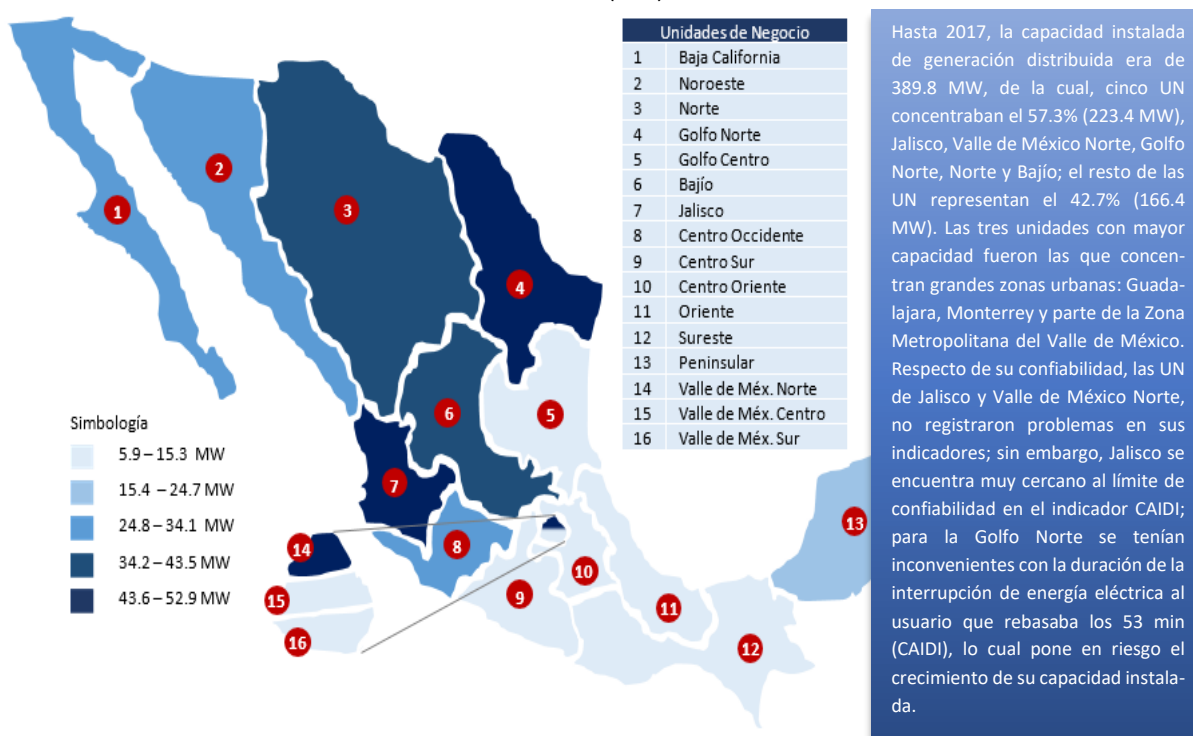
FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la CRE, Centrales eléctricas de Generación Distribuida, 2017.

^{1/} No se especifica el tipo de escala.

n.s. No significativo.

En el periodo 2008-2017, el acumulado de la capacidad instalada por tecnología fue de 389.8 MW, de los cuales las fuentes solares representaron el 99.0% (385.8 MW), la Biomasa el 1.0% (3.9 MW) y la eólica no fue significativa ya que cuenta con una capacidad de 0.1 MW. Del total de capacidad instalada para fuentes solares, el 42.3% (163.3 MW) fue de pequeña escala, 35.5% (136.9 MW) en Media Escala y el 22.2% (85.6 MW) de fuente solar que no se identificó el tipo de escala a la que pertenece; asimismo, también hay Generadores que tienen capacidad instalada de dos fuentes, la solar y la eólica; por lo que se puede apreciar por el tipo de escala es que la de las residencias o hogares tienen mayor capacidad instalada.

GEORREFERENCIA DE LA CAPACIDAD INSTALADA ACUMULADA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, 2008-2017 (MW)



GEORREFERENCIA DE LA GENERACIÓN BRUTA DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA, 2017 (MWh)



FUENTE: Elaborado por la ASF con base en la CRE, Centrales eléctricas de Generación Distribuida, 2017.

Anexo VIII

ÍNDICE DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Componente del Índice	Ponderación	Ranking/114	Calificación
Subíndice: Desempeño del sistema (0-100)	50%	15º	70.5
• Crecimiento económico y desarrollo (0-100)	33%	7º	77.2
Precios residenciales de la electricidad (centavos de dólar por KWh)	14%	18º	13.82
Precios de la electricidad a industria (centavos de dólar por KWh)	14%	63º	14.50
Precio del gas al por mayor (dólar por millón de Unidades Térmicas Británicas)	14%	15º	2.24
Subsidios a la energía (% PIB)	14%	1º	0.00
Costo de las externalidades (% PIB)	14%	45º	2.26
Exportaciones de combustible (% PIB)	14%	53º	1.98
Importaciones de combustible (% PIB)	14%	34º	2.30
• Sustentabilidad ambiental (0-100)	33%	45º	54.7
Concentración de PM 2.5 (microgramos por M³)	25%	51º	20.2
Intensidad energética (PIB por unidad de energía usada)	25%	38º	4
Emisiones de CO ₂ per cápita (toneladas)	25%	52º	3.5
Emisiones de CO ₂ por suministro total de energía primaria (kg/GJ)	25%	72º	54.7
• Seguridad y acceso a energía (0-100)	33%	48º	79.6
Tasa de electrificación (% de la población)	17%	77º	99.2
Acceso a combustibles limpios para cocinar (% de la población)	17%	70º	86.2
Importaciones netas de energía (% del consumo de energía)	17%	33º	-4.67
Diversificación de las fuentes de importación* (1-0)	17%	1º	N.A.
Diversificación del suministro total de energía primaria* (1-0)	17%	56º	0.27
Calidad del suministro eléctrico (0-8)	17%	45º	6.2
Subíndice: Nivel de preparación para la transición (0-100)	50%	45º	50.7
• Regulación y compromiso político (0-100)	17%	39º	55.9
Compromiso con las contribuciones determinadas a nivel nacional (0-1)	20%	13º	0.55
Políticas estables para hacer negocios (0-1)	20%	66º	3.68
Eficiencia energética, calificación en el índice RISE** (0-100)	20%	6º	77.0
Energías renovables, calificación en el índice RISE (0-100)	20%	26º	71.0
Acceso, calificación en el índice RISE (0-100)	20%	N/A	N/A
• Instituciones y gobernanza (0-100)	17%	49º	54.6
Cumplimiento de los contratos, (0-100)	33%	33º	67.0
Transparencia, índice de percepciones de corrupción (0-100)	33%	91º	30.0
Calificación de crédito (0-1)	33%	37º	0.67
• Inversiones y capital (0-100)	17%	34º	58.4
Índice de la libertad para invertir (0-100)	25%	47º	70.0
Acceso a crédito (0-100)	25%	4º	90.0
Inversiones en eficiencia energética (% de las inversiones totales)	25%	44º	14.32
Desarrollo de energías renovables (% de la capacidad instalada)	25%	41º	1.93

Continúa...

...Continuación

Componente del Índice	Ponderación	Ranking/114	Calificación
• Infraestructura y entorno de negocios innovador (0-100)	17%	54º	50.6
Índice de desempeño de logística (0-100)	25%	52º	64.08
Calidad de la infraestructura de transporte (1-7)	25%	64º	4.07
Disponibilidad de tecnología (1-7)	25%	50º	4.75
Entorno de negocios innovador (1-7)	25%	56º	3.59
• Capital humano (0-100)	17%	72º	28.7
Trabajos en industrias renovables (% del total de trabajos)	50%	56º	0.14
Calidad de la educación (1-7)	50%	72º	3.89
• Estructura del sistema energético	17%	57º	55.9
Energía per cápita (GJ per cápita)	20%	52º	62.3
Electricidad de fuentes renovables (% del total de energía generada)	20%	65º	17.54
Electricidad generada con carbón (% del total de energía generada)	20%	66º	11.02
Flexibilidad del sistema eléctrico (0-100)	20%	52º	80.0
Porcentaje de las reservas mundiales de combustibles fósiles	20%	86º	6.4

FUENTE: Elaborado por la ASF con base en el Índice de Transición Energética del Foro Económico Mundial.

NOTA: En las escalas 0-1, 0-8, 0-100 y 1-7, el número mayor indica la mejor calificación posible. En la escala 1-0, el 0 representa la mejor calificación posible.

* Estos indicadores utilizan el Índice de Herfindahl, que mide el nivel de competencia en un sistema económico. Una calificación elevada indica que hay un alto nivel de concentración y poca competitividad en el mercado.

** RISE: Indicadores Regulatorios para la Energía Sustentable. El índice se compone por 27 indicadores que permiten comparar las políticas y los marcos normativos institucionales que regulan la eficiencia energética y las energías sustentables en 111 países.