

Secretaría de Energía

Informe pormenorizado sobre el desempeño y las tendencias de la industria eléctrica nacional 2017

Noviembre de 2018

Secretaría de Energía

Pedro Joaquín Coldwell

Secretario de Energía

Leonardo Beltrán Rodríguez

Subsecretario de Planeación y Transición Energética

Aldo Flores Quiroga

Subsecretario de Hidrocarburos

Fernando Zendejas Reyes

Subsecretario de Electricidad

Gloria Brasdefer Hernández

Oficial Mayor

Luis Alberto Amado Castro

Titular de la Unidad de Asuntos Jurídicos

Gaelia Amezcua Esparza

Titular del Órgano Interno de Control

Víctor Manuel Avilés Castro

Director General de Comunicación Social

© Secretaría de Energía
Primera edición, 2018

Derechos Reservados.
Secretaría de Energía
Insurgentes Sur 890
Col. Del Valle, C.P. 03100
Ciudad de México
Editado en México
www.gob.mx/sener

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	1
REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO.....	5
CFE, Empresa Productiva del Estado	5
Separación Legal de la CFE	6
1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)	7
1.1. Antecedentes.....	7
1.2. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	7
1.3. Primeras Reglas del Mercado.....	8
1.4. Participantes del Mercado	11
1.5. Mercado de Energía de Corto Plazo	13
1.5.1. Servicios Conexos	17
1.5.2. Combustibles.....	19
1.5.3. MDA vs MTR.....	21
1.6. Mercado para el Balance de Potencia	22
1.7. Certificados de Energía Limpia (CEL)	23
1.8. Subastas.....	25
1.8.1. Subastas de Largo Plazo	25
1.8.2. Subastas de Mediano Plazo	30
1.9. Contratos Legados.....	30
1.10. Comité de Evaluación del CENACE	32
2. DEMANDA Y CONSUMO EN EL SEN	33
2.1. Demanda Máxima Bruta	33
2.1.1. Estacionalidad de la Demanda Máxima Bruta	33
2.2. Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica.....	37
2.3. 100 Horas Críticas de Demanda Máxima.....	38
2.4. Consumo Bruto de Energía Eléctrica	40
2.4.1. Evolución del Consumo Bruto por Área de Control	41
2.4.2. Variación del Consumo Bruto 2017	44
3. GENERACIÓN	44
3.1. Generación de Energía Eléctrica en México	44
3.1.1. Generación de Energía Eléctrica por Modalidad	46
3.1.2. Generación por Entidad Federativa y Total.....	48
3.2. Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica.....	49
3.2.1. Tecnologías Convencionales.....	50
3.2.2. Tecnologías Limpias.....	51
3.2.3. Generación de Energía 2017 vs 2016	52
3.3. Capacidad de Generación	54
3.3.1. Por Tecnología	54
3.3.2. De la CFE	56
3.4. Adiciones y Retiros de Capacidad Instalada en 2017.....	57
3.5. Generación Distribuida.....	59
3.6. Fuentes de Energía Empleadas en la Generación.....	62
3.6.1. Consumo de Combustibles en el Sector Eléctrico	63
3.6.2. Comparación de Fuentes de Energía: México vs. EUA.....	65
3.7. Consumo de Combustibles de Permisionarios.....	65

3.8. Emisiones de Bióxido de Carbono (CO ₂)	67
3.9. Impuestos al Carbono	71
4. TRANSMISIÓN	73
4.1 Capacidad de Transmisión por Región de Control	74
4.2 Enlaces de Transmisión	75
4.3. Interconexiones Transfronterizas	77
4.3.1. Interconexiones con Norteamérica	77
4.3.2. Interconexiones con Centroamérica	78
5. DISTRIBUCIÓN	79
5.1 Longitud de Líneas de Distribución	79
5.2 Capacidad de Subestaciones de Distribución	81
5.3. Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE)	84
6. COMERCIALIZACIÓN	85
6.1 Suministro- Demanda de Suministro Básico	86
6.2 Principales Indicadores de Suministro Básico	87
6.3 Precios Medios Pagados por Sector de Consumo	88
6.4 Ventas de Suministro Básico por Sector y Entidad Federativa	90
6.4.1 Estacionalidad Anual de las Ventas de Energía Eléctrica	94
6.5 Reducciones en Tarifas Eléctricas	95
6.6 Participantes Privados	95
6.7 Suministro Calificado	96
6.8 TARIFAS ELÉCTRICAS REGULADAS	97
6.8.1 Esquema Tarifario Aplicado hasta Noviembre de 2017	97
6.8.2 Nuevo Esquema Tarifario	99
7 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN	102
7.1 Planeación	102
7.2 Indicadores del Programa Sectorial de Energía (PROSENER)	102
7.2.1 Margen de Reserva Operativo	102
7.2.2 Margen de Reserva	103
7.2.3 Eficiencia del Proceso Termoeléctrico de Centrales Base	104
7.2.4 Pérdidas Totales de Energía Eléctrica	105
7.2.5 Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces de Transmisión	107
7.2.6 Población que cuenta con Servicio de Energía Eléctrica	108
7.2.7 Tiempo de Interrupción por Usuario (TIU) sin afectaciones	110
7.2.8 Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación	111
ANEXO	112
Anexo 1. Estados Financieros de CFE y sus Empresas Productivas Subsidiarias	112
A1.1. Estado De Resultados Consolidados De La CFE	112
A1.2. Estado de Situación Financiera Consolidado CFE	113
A1.3. Estados de Resultados 2017 de las EPS de CFE	114
A1.4. Estados de Situación Financiera 2017 de las EPS de CFE	114
Anexo 2. Marco Regulatorio	115
A2.1. Marco Regulatorio De La Reforma Energética En El Sector Eléctrico	115
Anexo 3. Suministradores Calificados	132
A3.1 Contratos formalizados de Suministradores Calificados a diciembre 2017	132

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Disposiciones Operativas de las 1as Reglas del MEM	9
Tabla 2. Precios Netos de Potencia (\$/MW-año)	22
Tabla 3. Monto Total para liquidarse por Potencia	22
Tabla 4. Resultados de las Subastas de Largo Plazo	26
Tabla 5. Inversión por Entidad Federativa	27
Tabla 6. Generación de Energía Eléctrica	45
Tabla 7. Generación por Entidad Federativa	48
Tabla 8. Tecnologías Convencionales 2017	50
Tabla 9. Eficiencia y Emisiones de Tecnologías Convencionales	50
Tabla 10. Tecnologías Limpias	51
Tabla 11. Estados con mayor Capacidad de Tecnologías Limpias 2017	52
Tabla 12. Generación de Energía Eléctrica 2017 vs 2016	53
Tabla 13. Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)	54
Tabla 14. Adiciones de capacidad CFE y PIE 2017	57
Tabla 15. Retiro de Capacidad CFE 2017	58
Tabla 16. Consumo de Combustibles en CFE	64
Tabla 17. Emisiones de GEI por Generación Eléctrica en México, 2013 - 2015	69
Tabla 18. Cuotas aplicables a los Combustibles Fósiles de acuerdo con la LIEPS*	72
Tabla 19. Longitud de Líneas de Transmisión	73
Tabla 20. Capacidad de Transmisión por Región de Control	75
Tabla 21. Líneas de Distribución	80
Tabla 22. Subestaciones con Transformadores parte de las RGD	82
Tabla 23. Transformadores de CFE Distribución	83
Tabla 24. FSUE. Acciones Programadas en Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas	85
Tabla 25. Ventas de Energía Eléctrica de Suministro Básico	86
Tabla 26. Indicadores Comerciales de CFE Suministrador de Servicios Básicos	87
Tabla 27. Principales Indicadores Comerciales de Suministro Básico 2017	87
Tabla 28. Principales Indicadores Comerciales de CFE 2012	88
Tabla 29. Precios Medios de la Energía Eléctrica 2000-2017	90
Tabla 30. Antiguo Esquema Tarifario	98
Tabla 31. Ajustes en las Categorías Tarifarias	100
Tabla 32. Divisiones Tarifarias	101
Tabla 33. Población con y sin electricidad (habitantes), diciembre 2017	109

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista	8
Gráfico 2. Participantes del Mercado en Operación – MEM 2017	12
Gráfico 3. Evolución PM operando 2015-2017	12
Gráfico 4. Precio Marginal Local SIN, BCA y BCS – MDA 2016-2017	14
Gráfico 5. Precio Marginal Local – SIN MDA 2016-2017	15
Gráfico 6. Curva de Duración de PML en el MDA SIN 2017	15
Gráfico 7. Curva de Duración de PML en el MDA BCA 2017	16
Gráfico 8. Curva de Duración de PML en el MDA BCS 2017	16
Gráfico 9. Precios de Servicios Conexos en el SIN MDA 2016-2017	17

Gráfico 10. Precio de Servicios Conexos BCA MDA 2016-2017	18
Gráfico 11. Precio de Servicios Conexos en el BCS MDA 2016-2017	18
Gráfico 12. Combustibles Fósiles utilizados para la Generación 2016-2017	19
Gráfico 13. Precio de Combustibles Nacionales 2016-2017 (\$/MMBTU).....	20
Gráfico 14. Precio de Combustibles Internacionales 2016-2017 (\$/MMBTU)	20
Gráfico 15. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017	21
Gráfico 16. Metas de Generación de Energías Limpias	23
Gráfico 17. Proceso de Otorgamiento de Certificados de Energías Limpias	24
Gráfico 18. Requisitos de Certificados de Energías Limpias (Porcentual)	25
Gráfico 19. Evolución Capacidad Neta cubierta por CL, SIN	31
Gráfico 20. Evolución Capacidad Neta cubierta por CL, BCA	31
Gráfico 21. Evolución Capacidad Neta cubierta por CL, BCS.....	32
Gráfico 22. Demanda Máxima Bruta Semanal en el SIN	34
Gráfico 23. Curva de Duración de la Demanda del SIN.....	34
Gráfico 24. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCA	35
Gráfico 25. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCS	36
Gráfico 26. Rampas de Demanda del SIN.....	36
Gráfico 27. Rampas de Demanda del Sistema BCA	37
Gráfico 28. Rampas de Demanda para el Sistema BCS	37
Gráfico 29. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Área de Control.....	38
Gráfico 30. Frecuencia de las Cien Horas de Demanda Máxima 2017, SIN	39
Gráfico 31. Frecuencia en el mes de Ocurrencia 2017, SIN.....	39
Gráfico 32. Demanda Promedio en 2017	40
Gráfico 33. Demanda Promedio en 2017	40
Gráfico 34. Evolución del Consumo Bruto Anual por Área de Control.....	41
Gráfico 35. Consumo Bruto Semanal en el SIN.....	42
Gráfico 36. Ventas Totales y Consumo Bruto Mensual en el SIN	42
Gráfico 37. Consumo Bruto Semanal en Año Móvil en el SIN.....	43
Gráfico 38. Consumo Bruto Anual en el SIN	43
Gráfico 39. Variación Semanal del Consumo Bruto en el SIN 201-2017	44
Gráfico 40. Generación de Energía Eléctrica por Tecnología	46
Gráfico 41. Generación de Energía Eléctrica por Modalidad	47
Gráfico 42. Generación de Energía Eléctrica por Operador	47
Gráfico 43. Capacidad Nacional por Tecnología 2017	55
Gráfico 44. Capacidad de Generación a nivel Nacional por Operador 2017	55
Gráfico 45. Capacidad disponible de PIE y de CFE.....	56
Gráfico 46. Capacidad disponible de CFE y PIE por Tecnología.....	56
Gráfico 47. Capacidad de Generación a nivel Nacional por Operador 2017	57
Gráfico 48. Adiciones de Capacidad efectiva de CFE y PIE	58
Gráfico 49. Capacidad instalada y Contratos acumulados de Interconexión de GD 2007-2017	60
Gráfico 50. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2017	60
Gráfico 51. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2017	61
Gráfico 52. Generación Anual de Energía Eléctrica por Generación Distribuida.....	61
Gráfico 53. Generación de Energía Eléctrica por Fuente.....	62
Gráfico 54. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural.....	64
Gráfico 55. Estructura de Generación de Electricidad 2017	65
Gráfico 56. Distribución del Consumo de Combustibles de Permisionarios en 2017.....	66
Gráfico 57. Consumo de Combustibles por Permisionario 2017.....	66

Gráfico 58. Participación de los Sectores en las emisiones de GEI en México 2015	68
Gráfico 59. Emisión de GEI por Producción de Electricidad.....	68
Gráfico 60. Emisión de GEI por Generación Bruta de Electricidad	69
Gráfico 61. Emisiones de bióxido de carbono (CO ₂) por tipo de Tecnología.....	70
Gráfico 62. Emisiones de CO ₂ por GWh de Generación	71
Gráfico 63. Precios Medios de la Energía Eléctrica	89
Gráfico 64. Variación de las Ventas de Energía. Total Nacional 2017 (%)	91
Gráfico 65. Variación de las Ventas de Energía. Sector Doméstico 2017 (%)	91
Gráfico 66. Variación de las Ventas de Energía. Sector Comercial 2017 (%)	92
Gráfico 67. Variación de las Ventas de Energía. Sector Servicios 2017 (%)	92
Gráfico 68. Variación de las Ventas de Energía. Sector Agrícola 2017 (%)	92
Gráfico 69. Variación de las Ventas de Energía. Sector Industrial 2017 (%)	93
Gráfico 70. Ciclo anual de las Ventas de Energía	94
Gráfico 71. Ventas por Usuario y Capacidad de Generación	96
Gráfico 72. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN 2011 - 2017	103
Gráfico 73. Margen de Reserva del SIN (%)	104
Gráfico 74. Eficiencia del Proceso Termoeléctrico Centrales Base de CFE más PIEs (%)	105
Gráfico 75. Pérdidas Totales de Energía Eléctrica.....	106
Gráfico 76. Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión (%)	107
Gráfico 77. Población que cuenta con Servicio de Energía Eléctrica (%)	108
Gráfico 78. Tiempo de Interrupción por Usuario sin Afectaciones	110
Gráfico 79. Participación de Energías Renovables y Tecnologías	111

ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Mapa de Capacidad añadida por Entidad Federativa y Tipo de Tecnología.....	28
Mapa 2. Longitud de las Líneas de Transmisión (230 y 400 kV) por Entidad Federativa 2017	74
Mapa 3. Capacidad de Enlaces entre las 53 Regiones de Transmisión del SEN en 2017	76
Mapa 4. Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2017	77
Mapa 5. Longitud de Líneas de Distribución por Unidad de Negocio en 2017	80
Mapa 6. Unidades de Negocio de Distribución	81
Mapa 7. Capacidad y Subestaciones de Distribución por Unidad de Negocio	82
Mapa 8. Capacidad y Transformadores de Distribución por Unidad de Negocio	83

INTRODUCCIÓN

La Secretaría de Energía (SENER) presenta el Informe Pormenorizado sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional, que comprende el periodo del 1 de enero al 31 de diciembre de 2017, en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 11, fracción IV de la Ley de la Industria Eléctrica y artículo 15, fracción XIII del Reglamento Interior de la SENER.

La Reforma Energética impulsada por la Administración del Presidente Enrique Peña Nieto significó un cambio de paradigma sin precedentes para el sector eléctrico en México; a poco más de tres años de haber iniciado su implementación, ya reporta resultados positivos y visibles a lo largo de la cadena de valor de la industria, los cuales contribuyen a incrementar la seguridad energética, fortalecer la competitividad de la economía e insertar a nuestro país en la nueva dinámica energética global, con oportunidades para empresas y hogares.

Durante 2017 se alcanzaron hitos de gran relevancia para el sector: inició la operación del Mercado de Balance de Potencia, componente fundamental del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) a través del cual se incentiva la inversión en capacidad de generación eléctrica; se celebraron los Contratos Legados entre las Empresas Subsidiarias de Generación y el Suministrador de Servicios Básicos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), mecanismo que promueve una transición ordenada a un esquema de mercado y da estabilidad a los precios que paga el consumidor final; y la SENER concluyó la emisión de las primeras Reglas del Mercado, el marco regulatorio que brinda soporte y certidumbre a las actividades que se realizan en el MEM.

Asimismo, se realizó la tercer Subasta de Largo Plazo (SLP) para la compraventa de potencia, energía y Certificados de Energía Limpia (CEL), en la que se obtuvieron precios promedio de 19.0 dólares americanos por Megavatio-hora (USD/MWh) en proyectos eólicos, el más bajo a nivel mundial en su año, y 21.83 USD/MWh en proyectos solares, el segundo más bajo a nivel mundial. Este mecanismo ha probado su utilidad para proveer de energía limpia y a precios competitivos al Suministrador de Servicios Básicos, para beneficio de los consumidores finales.

En conjunto, los proyectos desarrollados como resultado de las 3 primeras SLP representan una inversión total de 8.9 mil millones de dólares y la instalación de 65 nuevas centrales eléctricas de energías renovables, distribuidas en 18 entidades federativas. Además, significan nueva capacidad de generación con tecnologías solar y eólica por casi 7 mil Megavatios (MW), cifra 5.3 veces superior a la capacidad existente al cierre de 2012 y que permitirá abastecer el consumo eléctrico de aproximadamente 6.5 millones de hogares.

Como resultado de la implementación de un Mercado Eléctrico Mayorista abierto, con reglas claras y un piso parejo para todos, en menos de dos años se pasó de contar con un solo participante en la industria a tener 70 registrados y 32 operando al cierre de 2017, lo que propicia la competencia, eficiencia e innovación.

La apertura del sector se ha traducido en una expansión acelerada de la infraestructura de generación. La tasa de crecimiento media anual de la capacidad pasó de 1.8% entre 2006 y 2012 a un 3.9% entre este último año y 2017, lo cual contribuirá a satisfacer las necesidades de energía del país a corto, mediano y largo plazo. Además, el impulso que la Administración del Presidente Peña Nieto dio a la generación eléctrica proveniente de tecnologías limpias se ha reflejado en una tasa media de crecimiento anual de la misma del 6.9%, superior al 3.0% reportado durante el sexenio anterior y que representa un avance firme para alcanzar la meta de que en 2024 el 35% de la generación provenga de dichas fuentes.

Además de ser la reforma de la competitividad, la Reforma Energética ha tenido un impacto positivo en términos de inclusión a través de su rostro social, el Fondo del Servicio Universal Eléctrico (FSUE), que en 2017 financió acciones por 568.7 millones de pesos que llevaron el suministro de energía eléctrica a 134,385 personas, ubicadas en 727 localidades de 24 estados del país. Al cierre del año pasado la cobertura eléctrica en el país alcanzó el 98.64% de la población. Durante 2018 el FSUE financiará proyectos por un presupuesto de hasta 2,620 millones de pesos para dar servicio a 76,865 viviendas y beneficiar a 329,874 personas, mediante la instalación de sistemas aislados y extensión de las redes generales de distribución.

El nuevo modelo energético ha detonado además la producción de energía solar por parte de los pequeños consumidores de electricidad. A finales de 2017 se tenían registrados 54 mil contratos de interconexión de generación distribuida, monto exponencialmente mayor a los cerca de 2 mil contratos que se tenían en 2012.

Adicionalmente, se tienen los siguientes resultados preliminares de 2018 y 2019:

Participantes del Mercado

Al mes de octubre de 2018 han firmado contrato con el CENACE 120 participantes para realizar transacciones de compraventa de energía, productos y servicios asociados en las diferentes modalidades: 66 Generadores, 35 Suministradores de Servicios Calificado, 15 Comercializadores no Suministradores, 1 Suministrador de Servicio Básico, 1 Generador de Intermediación, 1 Usuario Calificado Participante del Mercado y 1 Suministrador de Último Recurso. Del total de participantes registrados, 61 se encuentran operando en el MEM y el resto en proceso de registro de sus activos ante el CENACE.

Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado

En el primer semestre de 2018 se integraron los Comités Consultivos de Análisis de las Reglas del Mercado (CCARM), conformados por representantes de la industria eléctrica, los cuales tienen por objeto proponer, evaluar y recomendar cambios a las Reglas del Mercado. El Comité para el Mercado Eléctrico Mayorista CCARM-MEM (24 de abril); Comité para Centrales Externas Legadas y Contratos de Interconexión Legados CCARM- Legados (15 de mayo); Comité para la Operación del Sistema Eléctrico Nacional CCARM-OSEN (5 de junio), y Comité para la Planeación de la Expansión de la Red CCARM-PER (6 de junio). A noviembre de 2018 se han realizado 9 sesiones del CCARM-MEM, 7 sesiones del CCARM-Legados, 4 sesiones del CCARM-PER y una sesión del CCARM-OSEN.

Este mecanismo ya presentó sus primeros frutos, ya que el 21 de noviembre de 2018 el CENACE publicó las modificaciones al Manual de Subastas de Mediano Plazo en el portal del Sistema de Información del Mercado, realizadas con el objetivo de generar mejores condiciones de competencia en la subasta.

Subastas de Largo Plazo

El 15 de marzo de 2018, el CENACE emitió la convocatoria para la Cuarta Subasta de Largo Plazo, el 1 de junio se publicaron las bases de licitación correspondientes y conforme al calendario establecido se espera el fallo en diciembre de 2018. De los resultados preliminares destaca el aumento de casi cuatro veces en las ofertas de compra de energía y CEL realizadas por Suministradores Calificados respecto a la subasta realizada en 2017. Lo anterior confirma el creciente interés de nuevos suministradores de participar en el mercado para ofrecer diversas opciones a sus clientes.

Además, al 31 de octubre de 2018 se encuentran en operación cinco proyectos de la Primera Subasta de Largo Plazo 2015:

- Parque Solar Villanueva (300 MW en Coahuila);
- Parque Solar Villanueva III (250 MW en Coahuila);
- Parque Solar Don José (207 MW en Guanajuato);
- Central Solar Las Viborillas (100 MW en Jalisco); y,
- Parque Eólico El Cortijo (168 MW en Tamaulipas).

Mercado Balance de Potencia

El 28 de febrero de 2018 se realizó el Mercado para el Balance de Potencia que corresponde al año de producción 2017, en el que se adquirieron 6,574.21 MW-año en el SIN, 548.20 MW-año en BCA y 208.02 MW-año en BCS. El Precio Neto de Potencia (pesos/MW-año) fue de \$709,625.11 en el SIN, \$594,112.22 en BCA y de \$2,754,685.14 en BCS.

Proyectos de Generación

En junio de 2018, CFE terminó la construcción del Campo Solar asociado a la Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II, el cual es una donación del Banco Mundial, con una inversión de 46.2 millones de dólares y una capacidad de generación de 14 MW.

Las centrales de generación eléctrica de CFE próximas a concluir su construcción, bajo el esquema de Obra Pública Financiada, que en conjunto representan una inversión de 1,810.9 millones de dólares, son:

- Central de Ciclo Combinado Centro, con 642.33 MW;
- Central de Combustión Interna Guerrero Negro IV, con 7.52 MW;

- Central de Ciclo Combinado Empalme I (antes Guaymas II), con 770.22 MW;
- Central de Ciclo Combinado Valle de México II, con 615.23 MW;
- Central de Ciclo Combinado Empalme II (antes Guaymas III), con 791.17 MW; y,
- Central Geotérmica Azufres III, Fase II, con 25 MW.

Además, se encuentran en proceso de construcción las siguientes centrales con el esquema de Productor Independiente de Energía, que representan una inversión de 1,645.7 millones de dólares y se estima su conclusión entre diciembre de 2018 y enero de 2020:

- Central de Ciclo Combinado Norte III (Juárez), con 906.71 MW;
- Central de Ciclo Combinado Noreste, con 857.18 MW; Central de Ciclo Combinado Noroeste (Topolobampo II), con 887.39 MW; y,
- Central Ciclo Combinado Topolobampo III, con 765.76 MW.

Generación Adicional para cubrir la demanda eléctrica en 2019

Entre agosto de 2018 y junio de 2019, se estima que entrarán 12,429 MW de capacidad de nueva generación, que representa 84 nuevas centrales generadoras en 22 entidades federativas. Esta capacidad adicional se compone por 6,380 MW de tecnología renovable (4,325 MW fotovoltaica, 1,983 MW eólica y 83 MW hidroeléctrica) y 6,049 MW de energía firme (5,708 MW de Ciclo combinado, 228 de Combustión Interna, 83 MW de turbogás y 30 MW de Biogás).

Con la disponibilidad de esta nueva generación se cubrirá la Demanda Máxima Esperada para el verano de 2019, la cual se prevé sea de alrededor de 48,750 MW, es decir un aumento del 4.1% con respecto a la Demanda Máxima Instantánea que alcanzó los 46,813 MW el 6 de junio de 2018.

El Informe Pormenorizado sobre el Desempeño y las Tendencias de la Industria Eléctrica Nacional que aquí se presenta detalla las acciones y logros alcanzados en 2017, año de consolidación de la Reforma Energética durante el cual se han reforzado las bases para edificar un sector eléctrico más fuerte, más limpio, más incluyente y más sostenible en el largo plazo.

REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO

CFE, EMPRESA PRODUCTIVA DEL ESTADO

Conforme a lo previsto en el Artículo Décimo Cuarto Transitorio de la Ley de la Comisión Federal de Electricidad, el 16 de febrero de 2015 la Secretaría de Energía emitió la declaratoria con la que, la CFE pasó de ser una empresa verticalmente integrada a una empresa productiva del Estado. En virtud de este nuevo marco jurídico, se le dotó de un régimen especial con flexibilidad operativa y organizacional, provista de un Gobierno Corporativo similar a una empresa privada y con empresas productivas subsidiarias (EPS) y filiales (EF) que operan de manera independiente.

De esta manera, la CFE puede desarrollar estrategias comerciales, planes de suministro de combustibles y mecanismos de inversión y financiamiento que le permitan reducir gradualmente sus costos de generación y comercialización, que le permitan generar valor económico y rentabilidad para el Estado Mexicano.

Al concluir el ejercicio 2017, por segundo año consecutivo, los estados financieros consolidados de la CFE muestran una notable mejoría en relación con el año previo, al registrar una utilidad neta de 107,910.4 millones de pesos (mdp), 41.5% superior a la utilidad neta de 76,256 mdp en 2016 (véase Anexo 1, Tabla A1.1). De los referidos estados financieros destaca lo siguiente:

- Los ingresos de la CFE observaron un incremento de 40.3% en relación con 2016, debido principalmente a mayores ingresos obtenidos por concepto de venta de energía eléctrica, venta de combustibles a terceros y transporte de energía, aunado al efecto positivo del reconocimiento del subsidio a las tarifas eléctricas para usuarios finales otorgado por el Gobierno Federal, y la generación de otros ingresos adicionales. Es importante resaltar que ahora la CFE, en su carácter de empresa productiva del Estado, participa activamente en el mercado de la comercialización de combustibles, lo que le ha permitido diversificar sus fuentes de ingresos.
- Los costos de explotación tuvieron un incremento de 34.2% respecto a 2016, debido principalmente al aumento en los precios de los combustibles utilizados para generar energía eléctrica, que dependen de los mercados internacionales.
- El costo financiero se redujo en 80.3% respecto al año anterior, debido a la apreciación del tipo de cambio del peso frente al dólar en el periodo, al haber obtenido una utilidad cambiaria de 10,573 mdp. Asimismo, la empresa reportó un ingreso por impuestos a la utilidad de 73,339 mdp, originado por un beneficio correspondiente a impuestos diferidos.

Al cierre definitivo de 2017, la estructura financiera de la CFE se integró por 60.7% de pasivo y 39.3% de patrimonio, con una mejora de 2.6 puntos porcentuales en relación con el ejercicio fiscal 2016, debido principalmente a la mayor utilidad neta registrada en el periodo (véase Anexo 1, Tabla A1.2).

SEPARACIÓN LEGAL DE LA CFE

Derivado de la Reforma Energética, la CFE se convirtió en una Empresa Productiva del Estado, lo que representó una modificación a su estructura, al transformarse de un sistema de operación centralizado de una empresa verticalmente integrada a un esquema de mercado abierto, competitivo y transparente que contribuya al desarrollo económico de las actividades empresariales y comerciales que generen alta rentabilidad para el Estado.

Es importante destacar que todo el sistema operativo, administrativo y organizacional de la CFE se reestructuró para alcanzar los objetivos de: generar energía eléctrica a menor costo para beneficiar a los usuarios, al proporcionar energía eléctrica de mejor calidad; fomentar la inversión y coadyuvar a la creación de empleos en el sector, para contribuir al desarrollo y maduración de un mercado eléctrico más eficiente y competitivo en beneficio de la industria, el comercio y los hogares mexicanos.

Acorde a lo estipulado en los Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) de la CFE publicados en el DOF el día 11 de enero de 2016, la CFE participa de manera autónoma en las actividades de la industria eléctrica, ya sea Generación, Transmisión, Distribución, Comercialización y Proveeduría de Insumos Primarios, a través de EPS, EF o cualquier modelo de asociación previsto por la Ley de la CFE. Asimismo, de conformidad con las disposiciones generales para la asignación de activos a EPS y EF, se ha llevado a cabo la separación horizontal y vertical a que se refiere la LIE. Es importante señalar que a partir de 2017 las EPS reportan sus estados financieros de manera independiente (véase Anexo 1, Tablas A1.3 y A1.4).

El Plan de Negocios 2018-2022 de CFE (publicado el 22 de febrero de 2018) es el instrumento de planeación para llevar a cabo las estrategias comerciales y políticas generales, el cual contempla la consolidación de la operación de las empresas de CFE y el Corporativo de acuerdo con los TESL. Como resultado de dichos términos, la CFE se convirtió, a partir de 2017, en un grupo empresarial conformado por: un Corporativo, 13 empresas subsidiarias y filiales, y la Unidad de Negocio de Laguna Verde. Las empresas de CFE han operado desde entonces con independencia de gestión, pero siguiendo las directrices definidas en el Plan de Negocios de la CFE.

Dicho Plan de Negocios busca un avance constante en la reducción de costos operativos y el incremento en la productividad a través de la implementación de herramientas tecnológicas. Además, considera un escenario indicativo de 327 mil millones de pesos de inversiones en el periodo 2018 – 2022 e incluye medidas de disciplina financiera para lograr una estructura financiera sólida.

1. MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA (MEM)

1.1. ANTECEDENTES

La Reforma Energética ha representado una transformación trascendental en el sector eléctrico, al implementar un marco regulatorio que impulsa el desarrollo de una industria orientada a la libre competencia donde se permite la participación de las Empresas Productivas del Estado CFE y de empresas privadas, bajo reglas claramente definidas y en igualdad de condiciones, con el objetivo de promover la inversión y la utilización de mejores tecnologías.

El nuevo marco jurídico y regulatorio ha permitido establecer un nuevo paradigma, con el funcionamiento de un mercado eléctrico donde la competencia y la transparencia fungen como pilares (Véase Anexo 2. “Marco Regulatorio”). Dicho mercado inició operaciones de manera formal con la convocatoria a la subasta de Largo Plazo en 2015, seguida por el Mercado de Corto Plazo en 2016 para los 3 sistemas interconectados, cuyo objetivo es la reducción de costos de la energía, la atracción de inversiones nacionales y extranjeras, así como la diversificación de la matriz energética con un impulso a las energías limpias.

Con el fin de asegurar el Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional de forma coordinada y eficiente, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) opera el Mercado Eléctrico Mayorista y garantiza el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión y las Redes Generales de Distribución.

El Mercado Eléctrico Mayorista es una pieza fundamental en la organización del sector eléctrico, donde los participantes (generadores, suministradores, comercializadores y usuarios) pueden comprar y vender energía eléctrica y productos Asociados. En esta nueva estructura, el mercado de Corto Plazo permite optimizar los recursos del sistema para satisfacer los requerimientos de demanda; mientras que las Subastas de Largo Plazo permiten tener una perspectiva favorable a futuro, a través del impulso a la inversión en tecnologías limpias que permita migrar a una matriz de generación más amigable con el medio ambiente.

En el presente capítulo se exponen los avances en los componentes del Mercado Eléctrico Mayorista y sus resultados observados a 2017.

1.2. ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, el Mercado Eléctrico Mayorista es el mercado operado por el CENACE en el que los Participantes del Mercado pueden realizar transacciones de compraventa de energía eléctrica, Servicios Conexos, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Certificados de Energías Limpias o cualquier otro producto que se requiera para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional. El MEM está conformado por 5 componentes (Véase Gráfico 1), los cuales se explican brevemente a continuación.

Gráfico 1. Estructura del Mercado Eléctrico Mayorista

<p>Mercado de Corto Plazo</p> <p>Inició operaciones en enero (SIN/BCA) y marzo (BCS) de 2016.</p>	<p>Operación Diaria.</p> <p>Compraventa de energía y servicios conexos.</p>
<p>Mercado para el Balance de Potencia</p> <p>Inició operaciones en febrero de</p>	<p>Operación anual, para el año de operación previo.</p> <p>Establece las señales de precio para que se invierta en mayor capacidad de generación.</p>
<p>Mercado de Certificados de Energías Limpias</p> <p>A partir de 2018.</p>	<p>Operación anual.</p> <p>Complementa los ingresos de las fuentes limpias para que compitan con fuentes convencionales.</p>
<p>Subastas de Derecho Financieros de Transmisión</p> <p>Inicio de operación en 2019.</p>	<p>Operación mensual y/o anual.</p> <p>Cubre riesgos de diferenciales en precios causados por congestión en las líneas de transmisión del SEN.</p>
<p>Subastas de Mediano y Largo Plazo</p> <p>1ª SLP en 2015 y 1ª SMP en 2017</p>	<p>Operación anual.</p> <p>Aseguran energía y precios en el mediano y largo plazo, que garanticen ingresos estables para las inversiones.</p>

Fuente: Elaborado por SENER, con información del Centro Nacional de Control de Energía.

1.3. PRIMERAS REGLAS DEL MERCADO

En diciembre de 2017 la SENER concluyó las primeras Reglas del Mercado que rigen al MEM; éstas incluyen las Bases del Mercado Eléctrico, 27 Manuales de prácticas del mercado, una Guía operativa y un Procedimiento operativo (Véase Tabla 1). Por lo que el día 19 de ese mismo mes, la SENER informó oficialmente a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) del cumplimiento al Transitorio Tercero de la LIE, respecto a la emisión de las primeras Reglas del Mercado, para efectos del ejercicio de las facultades que le confieren a la CRE, de acuerdo con los artículos 12, fracción VIII, y 95 de la LIE.

El actual Mercado Eléctrico Mayorista tiene una normatividad que se encuentra integrada por las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado, las cuales en su conjunto integran las Reglas del Mercado:

- a) Las Bases del Mercado Eléctrico son la primera referencia que emana de la Ley de la Industria Eléctrica y están integradas por disposiciones administrativas de carácter general que contienen los principios de diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista. El 8 de septiembre de 2015, con la opinión favorable de la CRE, la SENER publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el “Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico”.
- b) Las Disposiciones Operativas del Mercado se componen principalmente por los Manuales de Mercado, seguidos por las guías, procedimientos y demás disposiciones, en los cuales se definen los procesos operativos del Mercado.

Los Manuales de Prácticas del Mercado tienen por objeto desarrollar con mayor detalle los elementos de las Bases del Mercado Eléctrico y establecer los procedimientos, reglas, instrucciones, principios de cálculo, directrices y ejemplos a seguir para la administración, operación y planeación del Mercado Eléctrico Mayorista. A continuación, se enlistan los Manuales emitidos por la SENER al cierre de 2017 con los que opera el MEM.

Tabla 1. Disposiciones Operativas de las Reglas del MEM

Acuerdo	Publicación en el DOF	Acuerdo	Publicación en el DOF
1. Manual de Subastas de Largo Plazo	19 de noviembre de 2015	11. Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW	15 de diciembre de 2016
2. Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos	15 de marzo de 2016	12. Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica	20 de enero de 2017
3. Manual de Solución de Controversias	16 de marzo de 2016	13. Manual de Subastas de Mediano Plazo	12 de junio de 2017
4. Manual de Garantías de Cumplimiento	16 de marzo de 2016	14. Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de las SLP	23 de junio de 2017
5. Manual de Contratos de Interconexión Legados	13 de mayo de 2016	15. Procedimiento de Operación para la Consola de Pagos	27 de julio de 2017
6. Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo	17 de junio de 2016	16. Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión	28 de julio de 2017
7. Manual del Sistema de Información del Mercado	4 de julio de 2016	17. Manual de Costos de Oportunidad	16 de octubre de 2017
8. Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado	15 de Julio de 2016	18. Manual de Programación de Salidas	13 de noviembre de 2017
9. Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados	14 de septiembre de 2016	19. Manual de Pronósticos	23 de noviembre de 2017
10. Manual de Mercado para el Balance de Potencia	22 de septiembre de 2016	20. Manual de Requerimientos de TICs para el SEN y el MEM	4 de diciembre de 2017

Acuerdo	Publicación en el DOF	Acuerdo	Publicación en el DOF
21. Manual de Importaciones y Exportaciones	11 de diciembre de 2017	26. Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el MEM *	11 de enero de 2018
22. Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado *	8 de enero de 2018	27. Manual de Liquidaciones	12 de enero de 2018
23. Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución *	8 de enero de 2018	28. Manual de Vigilancia del Mercado *	12 de enero de 2018
24. Manual de Coordinación de Gas Natural *	9 de enero de 2018	29. Manual para la Interconexión de Centrales y Conexión de Centros de Carga. *	9 de febrero de 2018
25. Manual de Medición para Liquidaciones *	10 de enero de 2018		

Fuente: Elaborado por SENER.

*Al cierre de 2017, estos Acuerdos ya habían sido enviados al Diario Oficial de la Federación para su publicación.

1.4. Participantes del Mercado

Al cierre de 2017, un total de 71 Participantes del Mercado se encontraban registrados ante el CENACE, cifra que supera 3.4 veces la de 2016 (16 participantes). Agregado a esto, en los dos primeros años de operación, el MEM estuvo integrado por 32 Participantes del Mercado: 21 Generadores, 1 Generador de Intermediación, 6 Suministradores de Servicios Calificados, 1 Suministrador de Servicios Básicos y 3 Comercializadores no Suministradores (Véase Gráfico 2).

Gráfico 2. Participantes del Mercado en Operación
– MEM 2017

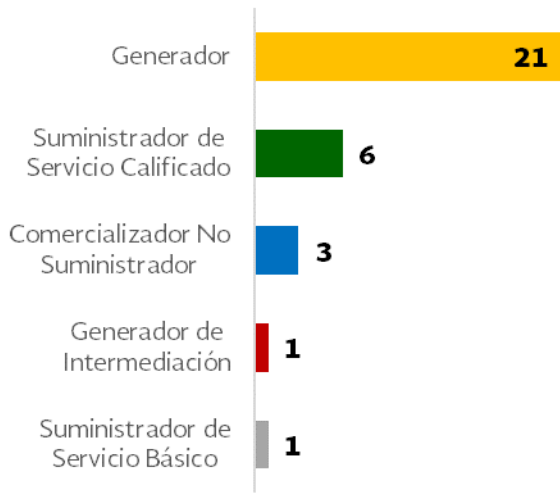
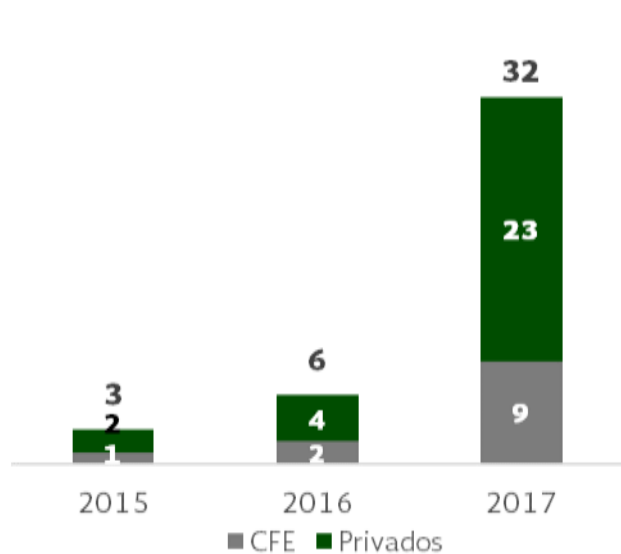


Gráfico 3. Evolución PM operando 2015-2017



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

Asimismo, en el Gráfico 3 es posible observar la evolución en el número de participantes del MEM, de los 32 PM, 23 son privados y 9 pertenecen a CFE, mientras que en 2015 únicamente operaban 3 Participantes, 2 de los cuales eran privados.

Para ser Participante del Mercado, los solicitantes deben acreditar una serie de requisitos de acuerdo con el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado. La siguiente figura muestra de manera simplificada el proceso que llevan a cabo.

Figura 1. Proceso para Registro y Acreditación de Participantes del Mercado



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

De forma general, el proceso inicia con el Pre-Registro donde se crea una cuenta a través del Sistema de Información del Mercado del CENACE; en el Registro se evalúan antecedentes y se revisan requisitos de Capital; el siguiente paso consiste en suscribir el contrato¹ de acuerdo con la modalidad (Generador, Suministrador, Usuario Calificado y Comercializador no

¹ Modelos de contrato publicados por la CRE en el DOF el 25 de enero de 2016.

² Un NodoP es un nodo de fijación de precios que corresponde a uno o varios nodos de conectividad de la red, donde se modela la inyección o retiro físico de energía y para el cual un Precio Marginal Local se determina para las liquidaciones financieras en el MEM.

Suministrador), en caso de que aplique, contar con el permiso respectivo de la CRE. A continuación, se realiza el registro de activos y su acreditación ante el CENACE, finalmente al cumplir con todo lo anterior se notifica al nuevo Participante que puede iniciar actividades.

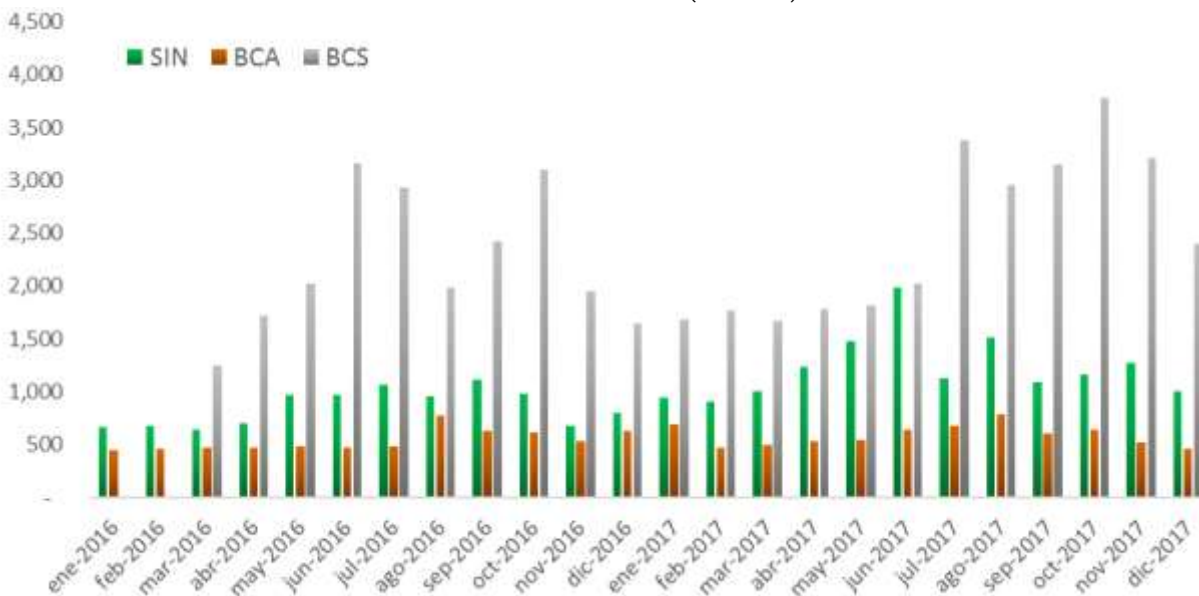
1.5. MERCADO DE ENERGÍA DE CORTO PLAZO

Este mercado ha sido vital en la nueva estructura del sector eléctrico al ser el encargado del despacho diario de energía y servicios conexos a través del Mercado del Día en Adelanto (MDA) y del Mercado de Tiempo Real (MTR). En una segunda etapa los mercados señalados se complementarán con un Mercado de una Hora en Adelanto con el fin de obtener ajustes más exactos en las operaciones.

El CENACE realiza el proceso para optimizar el despacho de energía, del cual, se obtiene el Precio Marginal Local (PML) con base en las ofertas de venta realizadas por representantes de las Unidades de Central Eléctrica (Generadores), y las ofertas de compra realizadas por los representantes de las Entidades Responsables de Carga (Suministradores, Comercializadores y Usuarios Calificados Participantes del Mercado) a las que se les despacha la energía eléctrica y los servicios conexos. El PML es diferenciado para cada hora del día y para cada Nodo de conexión del SEN.

En 2017 se contó con 2,431 Nodos^{P2} en todo el territorio Nacional, donde los PML reflejaron el costo de la energía, de la congestión y de las pérdidas que se tienen a lo largo de las redes. La siguiente gráfica muestra las variaciones en el PML promedio mensual del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el Sistema Baja California (BCA) y el Sistema Baja California Sur (BCS).

Gráfico 4. Precio Marginal Local SIN, BCA y BCS – MDA 2016-2017
Promedios mensuales (\$/MWh)



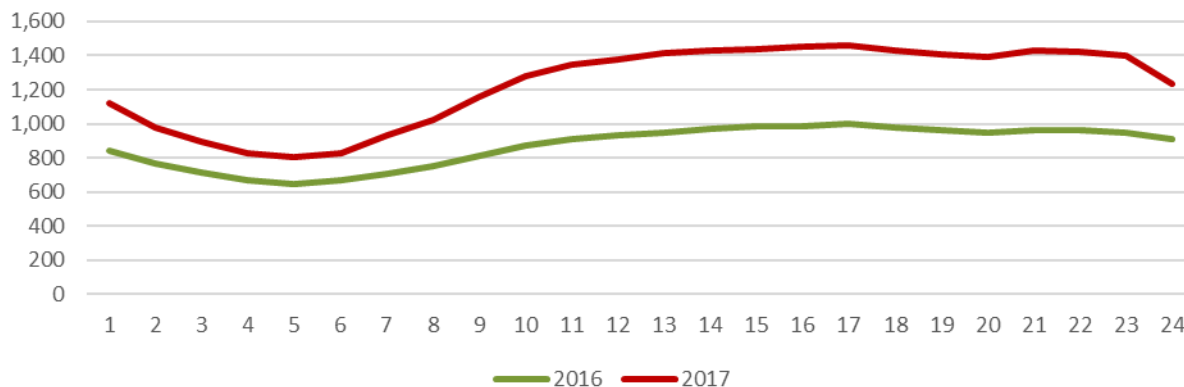
Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

La razón detrás del incremento de los PML de 2017 respecto a 2016, fue el aumento en los precios de los combustibles, la indisponibilidad de centrales debido a de salidas por condiciones de emergencia o revisiones, la disminución en la disponibilidad de gas natural y el consecuente incremento en la utilización de otros combustibles fósiles de mayor costo, como lo son el combustóleo y el diésel (ver detalle en la sección 1.5.2 Combustibles).

El Sistema Interconectado de Baja California registró un aumento promedio anual del 9.3% en 2017 respecto a 2016, mientras que los registros más altos en 2017 y 2016 se observaron en agosto con un valor promedio de 786.2 \$/MWh y 774.3 \$/MWh respectivamente; por su parte el Sistema Interconectado de Baja California Sur, observó un aumento promedio anual del 11.1%.

En el Gráfico 5 se presentan los PML promedio por hora para el SIN, donde es posible observar que el menor precio se presenta durante las primeras horas del día, el cual se incrementa hasta llegar al primer máximo alrededor de las 17:00 horas y posteriormente el 2º máximo alrededor de las 21:00 horas. La tendencia del PML durante las 24 horas del día se relaciona directamente con el patrón de comportamiento de la demanda de electricidad (ver Gráfico 32 de la sección 2).

Gráfico 5. Precio Marginal Local – SIN MDA 2016-2017
Promedios por hora (\$/MWh)

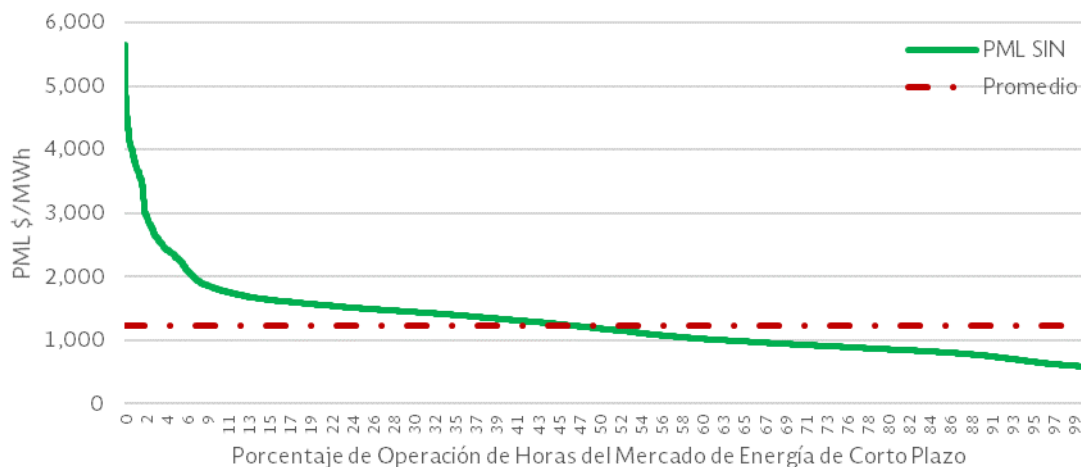


Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

Los Gráficos 6, 7 y 8 muestran la curva de duración del promedio de los precios marginales locales en cada sistema, donde destacan las diferencias entre precios de acuerdo con las horas de operación.

En el 2017 el SIN registró un precio marginal local promedio por hora de 1,227 \$/MWh, con un precio máximo de 7,743 \$/MWh y un mínimo de 52 \$/MWh. Como se observa en el Gráfico 6 únicamente el 2% del tiempo de operación del mercado registró precios superiores a 3,000 \$/MWh; mientras que el 37% del tiempo de operación se registraron precios por debajo del promedio del sistema. Las razones detrás de la variación de los PMLs son diversas, e incluyen la escasez de recursos hídricos que conlleva el uso de fuentes de generación más caras por cortos periodos de tiempo; la escasez de combustibles y eventos no predecibles ajenos al sistema (condiciones climatológicas).

Gráfico 6. Curva de Duración de PML en el MDA SIN 2017
Promedio por hora del Sistema

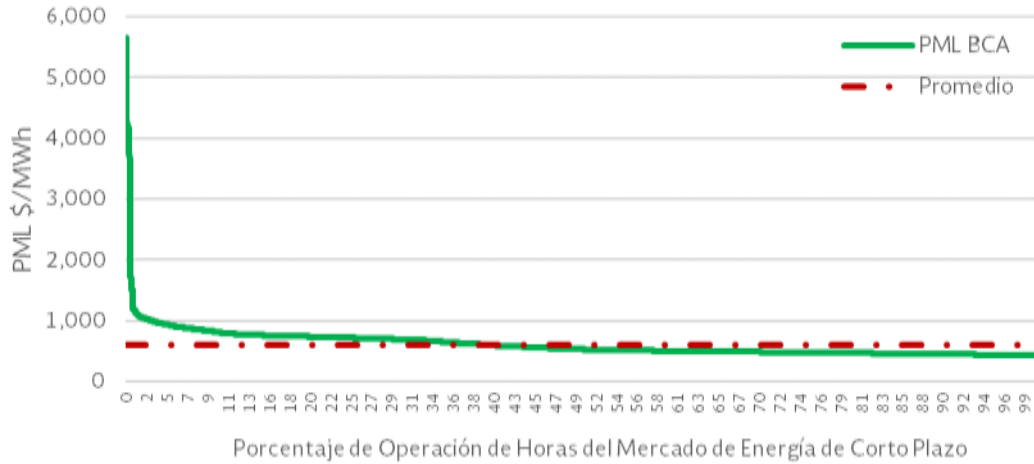


Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

El sistema de Baja California registró un precio marginal local promedio por hora de 590 \$/MWh con un máximo de 5,643 \$/MWh y un mínimo de -129 \$/MWh. En el caso de este sistema, debido a la escasez de recursos hídricos y la poca penetración de energías renovables, el 10% del tiempo de operación observamos precios en el rango de 800 \$/MWh a 5,600 \$/MWh.

Durante el 52% del tiempo de operación los PMLs estuvieron por debajo del promedio anual registrado.

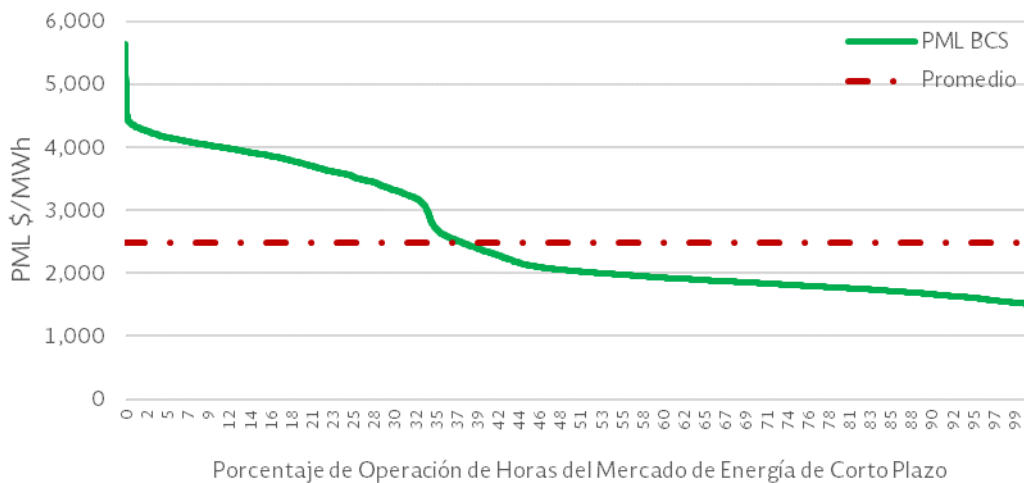
Gráfico 7. Curva de Duración de PML en el MDA BCA 2017
Promedio por hora del Sistema



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

El sistema de Baja California Sur registró un precio marginal local promedio por hora de 2,487 \$/MWh con un máximo de 5,751 \$/MWh y un mínimo de 951 \$/MWh. Este sistema presentó el 36% del tiempo de operación precios en el rango de 2,500 \$/MWh y 5,700 \$/MWh, no obstante, el 62% del tiempo de operación registró PMLs por debajo del promedio anual.

Gráfico 8. Curva de Duración de PML en el MDA BCS 2017
Promedio por hora del Sistema



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

1.5.1. SERVICIOS CONEXOS

Con la finalidad de garantizar la calidad y confiabilidad del SEN en caso de una contingencia, así como de comprobar la generación suficiente de energía en el supuesto de que se llegara a presentar una falla en las unidades de las centrales de generación, se creó el mercado de Servicios Conexos (reservas), el cual responde a cambios inesperados en la demanda u otras externalidades que pudieran llegar a exponer la confiabilidad del suministro eléctrico.

En el siguiente Gráfico se puede apreciar que los precios promedio de servicios conexos en 2017 del SIN tuvieron un incremento en los meses de junio, agosto y noviembre. De manera general, al englobar los 4 tipos de Servicios Conexos se registró un aumento promedio del 25.8% en 2017 con respecto a 2016.

Gráfico 9. Precios de Servicios Conexos en el SIN MDA 2016-2017
Promedios mensuales de cada Reserva
(\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

En el Gráfico 10 se puede observar que los precios promedio de los servicios conexos en el Sistema Interconectado de Baja California, mostraron un incremento a partir de marzo, pero durante los meses de junio, julio y agosto de 2017 hubo un importante repunte, siendo este último mes el más alto. Sin embargo, el incremento promedio global fue de 20.5% con respecto a 2016. Reflejo de un comportamiento bastante similar que incluso en la Reserva Secundaria mostró valores casi idénticos, donde la diferencia radicó en el incremento de la Reserva rodante de 10 minutos y en la Reserva rodante suplementaria.

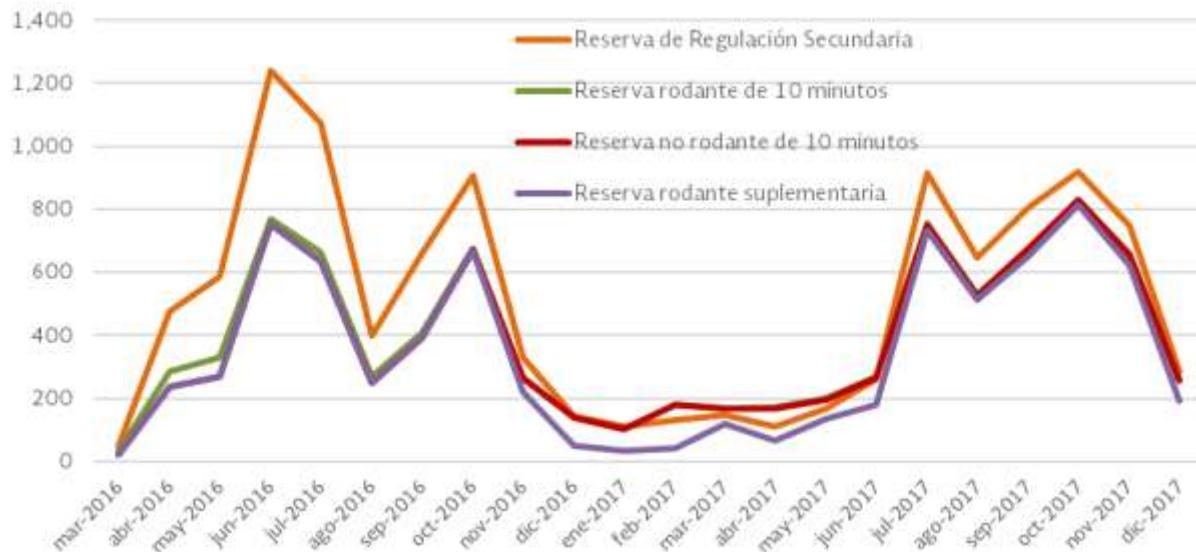
Gráfico 10. Precio de Servicios Conexos BCA MDA 2016-2017
Promedios mensuales de cada Reserva
(\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

En el Gráfico 11 se muestra que los precios promedio más altos de los servicios conexos en 2017 en el Sistema Interconectado de Baja California Sur se dieron en los meses de julio y octubre, con un decremento del 6.3% promedio global de los 4 Servicios comparado con 2016. Es importante destacar que la Reserva de Regulación Secundaria registró un decremento del 25.7% en el valor máximo de 2017 (octubre) con respecto al de 2016 (junio).

Gráfico 11. Precio de Servicios Conexos en el BCS MDA 2016-2017
Promedios mensuales de cada Reserva
(\$/MWh)

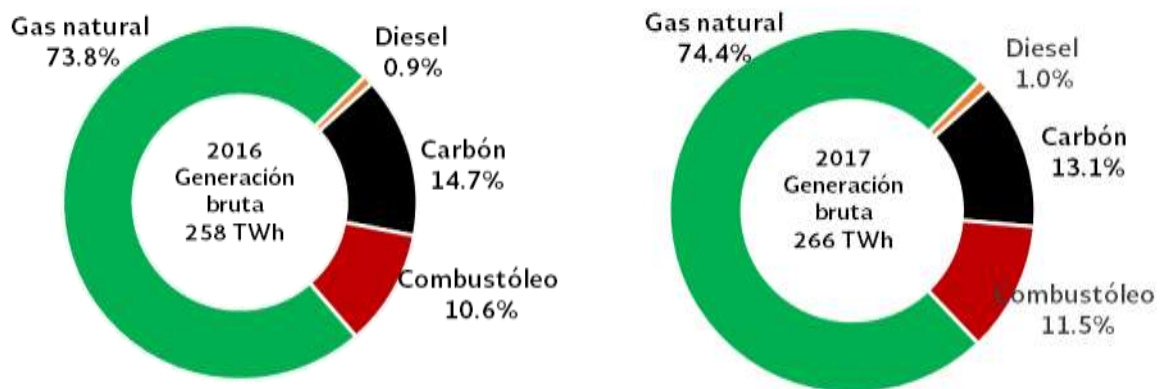


Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

1.5.2. COMBUSTIBLES

Los principales combustibles fósiles consumidos en México para generar energía eléctrica son: el gas natural, el combustóleo, el carbón y el diésel. Los precios de estos combustibles son un elemento fundamental en las ofertas de un generador de energía eléctrica. De manera convencional, la estimación de estos se realiza bajo una perspectiva de mercado que incluya índices de mercados competitivos, costos variables de transporte e incluso unidades generadoras de energía, lo cual permite reflejar el precio de mercado. Por esta razón, es importante destacar que los precios llegan a diferir en el país, debido a la ubicación geográfica en que se localicen, en función de su disponibilidad.

Gráfico 12. Combustibles Fósiles utilizados para la Generación 2016-2017

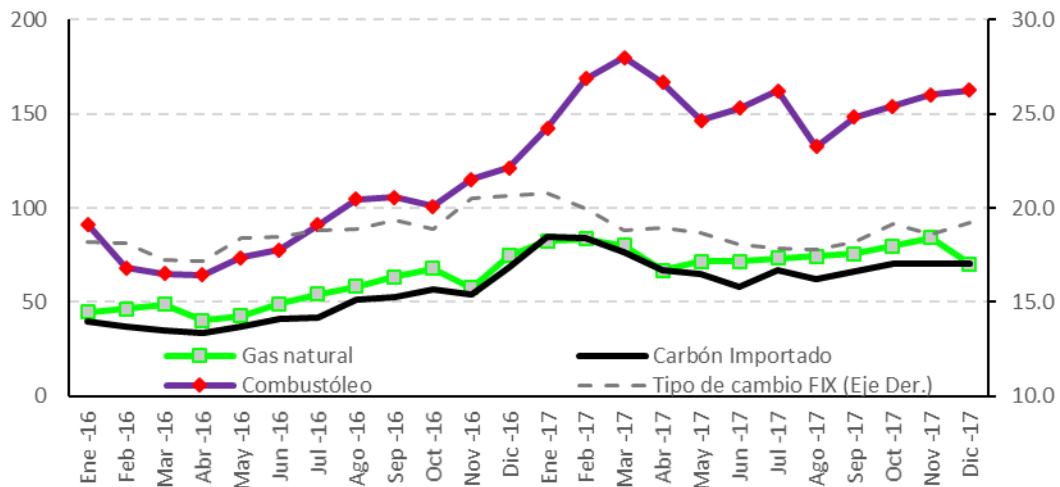


Fuente: Estimación SENER con datos de CFE y CRE.

Nota: El gas natural incluye gas natural licuado y el carbón incluye coque de petróleo.

En el Gráfico 13 se ilustra el comportamiento de los precios de los combustibles fósiles nacionales más importantes, en la que se puede apreciar que los precios presentaron incrementos entre 2016 y 2017, destaca el aumento del 74.0% en el precio del combustóleo y del 41.3% del gas natural.

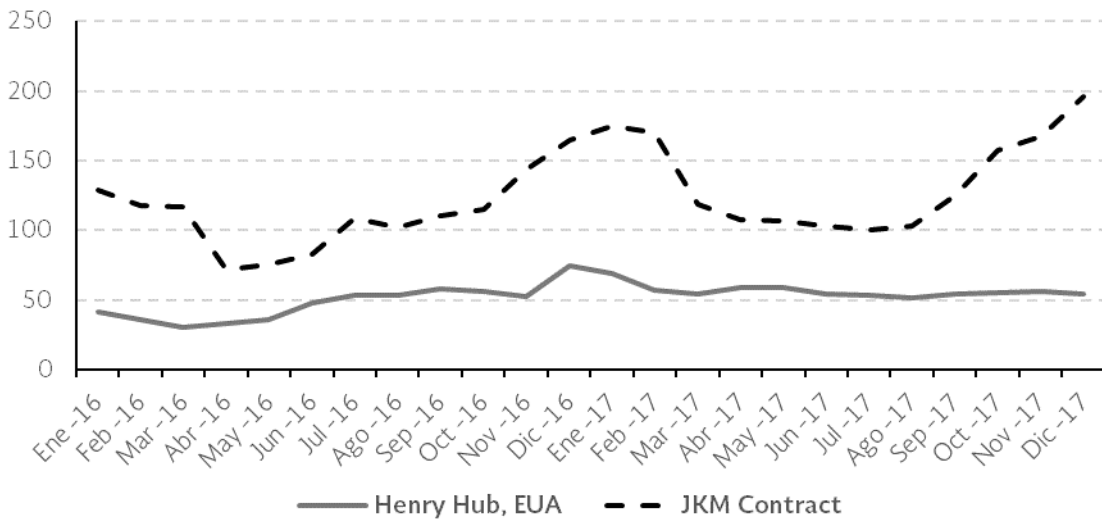
Gráfico 13. Precio de Combustibles Nacionales 2016-2017 (\$/MMBTU)



Fuente: Gas natural y Combustóleo SIE, SENER con datos de PEMEX y para Carbón SIE, SENER con datos de comercio exterior en México.

Asimismo, en el Gráfico 14 se presentan los precios del gas natural Henry Hub y del Gas Natural Licuado JKM, los cuales presentan aumentos del 18.5% y 21.6% respectivamente, entre 2016 y 2017.

Gráfico 14. Precio de Combustibles Internacionales 2016-2017 (\$/MMBTU)



Fuente: EIA, DOE, USA Henry Hub Natural gas prices y Gas Natural Licuado Japan Korea Marker (JKM) Contract based.

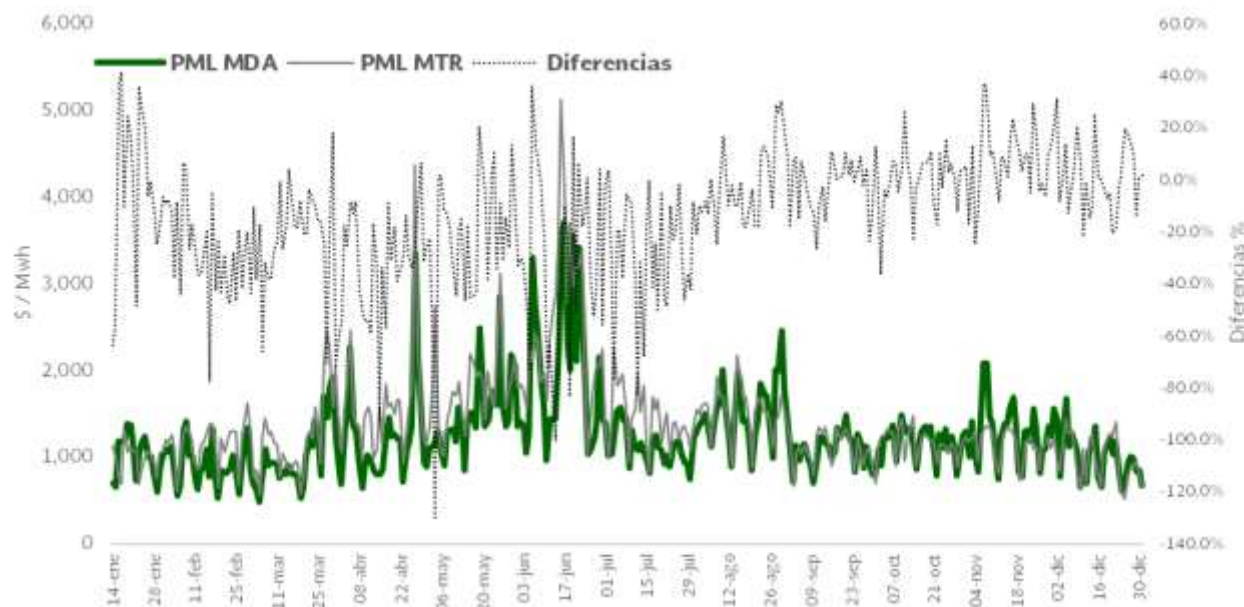
1.5.3. MDA vs MTR

La mayoría de los mercados eléctricos en el mundo realizan sus transacciones de energía más importantes un día antes del despacho, en el conocido Mercado de Día en Adelanto (MDA), sin embargo, a la hora del despacho real existen variaciones que se cubren con el Mercado de Tiempo Real (MTR). De esta manera en el Mercado de Energía de Corto Plazo se obtienen precios para el valor de la energía (PML) diferenciados para el MDA y el MTR. Las diferencias en los precios de la energía entre estos dos mercados se generan principalmente por ajustes en la demanda estimada y la capacidad de generación efectivamente disponible, ya que se pueden presentar indisponibilidades de combustibles o fallas inesperadas.

Durante 2017 la diferencia de precios entre el MDA y el MTR en el SIN fue en promedio -14.2%, lo cual se traduce a una diferencia promedio de - 127 \$/MWh, es decir, los precios en el MTR fueron más altos a los reportados en el MDA. Lo anterior, debido a la escasez de recurso hidroeléctrico y una tasa de salidas forzadas atípica respecto a las que se presentaron en años anteriores.

En la Gráfico 15 se muestra una comparación del promedio de los PML en ambos mercados. En promedio los precios del MTR están por arriba del MDA, sin embargo, a partir de agosto los precios comienzan a converger, dicho comportamiento es el idóneo, ya que es reflejo de un sistema robusto que cuenta con la capacidad de operar con márgenes flexibles, sin alterar los costos.

Gráfico 15. Precio Marginal Local MDA vs MTR 2017
Promedios mensuales (\$/MWh)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del Centro Nacional de Control de Energía.

Es posible observar en el Gráfico 15 que a partir del mes de agosto las diferencias entre el PML de MDA y MTR se disminuyen significativamente respecto a lo observado en los meses enero-julio, esto se debió a que hubo aportaciones hídricas mayores a lo pronosticado, lo que provocó

que los costos de oportunidad de la generación hidroeléctrica tuvieran una disminución significativa. Con estas condiciones, aunque se continuó registrando una frecuencia atípica de falla de las unidades, no se tuvo un impacto relevante en los precios, ya que había suficiente energía hídrica para cubrir los faltantes.

1.6. MERCADO PARA EL BALANCE DE POTENCIA

El Mercado para el Balance de Potencia garantiza que las Entidades Responsables de Carga cumplan con las obligaciones de potencia que establece la CRE, al otorgar la posibilidad de comprar o vender potencia y cubrir los desbalances que puedan existir respecto a sus Transacciones Bilaterales de Potencia.

Este mercado es anual y expost, es decir, para su operación es necesario conocer los resultados del Mercado de Energía de Corto Plazo de un año previo. Por lo anterior, el resultado obtenido el 28 de febrero de 2018 corresponde al año de producción 2017, arrojando los siguientes precios Netos de Potencia de cada Sistema Interconectado.

Tabla 2. Precios Netos de Potencia (\$/MW-año)

Zona de Potencia	Año de Producción	
	2016	2017
Sistema Interconectado Nacional (SIN)	1,207,324.4	709,625.1
Sistema Interconectado Baja California (BCA)	2,507,456.4	594,112.2
Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS)	1,240,145.7	2,754,685.1

Fuente: CENACE.

Como se puede apreciar en la Tabla 2, los precios netos bajaron en dos de los tres Sistemas Interconectados. En cuanto a su funcionamiento, este mercado se basa en las 100 horas críticas de cada una de las tres Zonas de Potencia, donde éstas son conjuntos específicos de NodosP que están interconectados directamente entre ellos.

Asimismo, con el fin de cumplir con su propósito de establecer señales de precio que respondan a la escasez o superávit de Potencia y así incentivar el desarrollo de nueva capacidad, el CENACE con la no objeción de la CRE, determina la Tecnología de Generación de Referencia (TGR), cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de la Zona de Potencia y que sea replicable a escala comercial, minimizando los costos netos de generación y Potencia en el largo plazo, con la finalidad de establecer el Precio Neto de Potencia.

Los montos totales para liquidar las Ofertas de Venta tomando el precio Neto de Potencia son los siguientes.

Tabla 3. Monto Total para liquidarse por Potencia

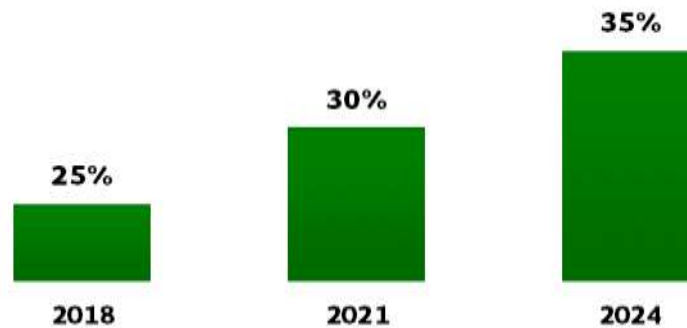
Sistema	Oferta de Venta (MW-año)		Monto total a liquidarse (mdp)	
	2016	2017	2016	2017
SIN	39,374.4	6,574.2	47,537.7	4,665.2
BCA	2,430.5	548.2	6,094.3	325.7
BCS	551.2	208.0	683.5	573.1

Fuente: CENACE.

1.7. CERTIFICADOS DE ENERGÍA LIMPIA (CEL)

Entre las facultades de la SENER están el cumplimiento, ejecución y regulación de Energías Limpias, así como establecer metas de aportación en el total de la generación de energía eléctrica, conforme a la Ley de la Industria Eléctrica. En el Gráfico 16 se observan las metas para los años 2018, 2021 y 2024.

Gráfico 16. Metas de Generación de Energías Limpias (Porcentual)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del PRODESEN.

Para fomentar esta participación y cumplir con las metas nacionales, se fomenta el desarrollo de proyectos basados en Energías Limpias por medio de la emisión y otorgamiento de Certificados de Energías Limpias (CEL), convirtiendo dichas metas en obligaciones individuales a través de incentivos. Los CEL son productos comercializables, no tangibles, que representan la prueba de que se generó 1 MWh de electricidad de una fuente de energía limpia elegible.

La compraventa de los CEL es llevada a cabo mediante transacciones entre participantes del mercado, las subastas de largo plazo organizadas por el CENACE y, a partir de 2019, en un mercado de CEL.

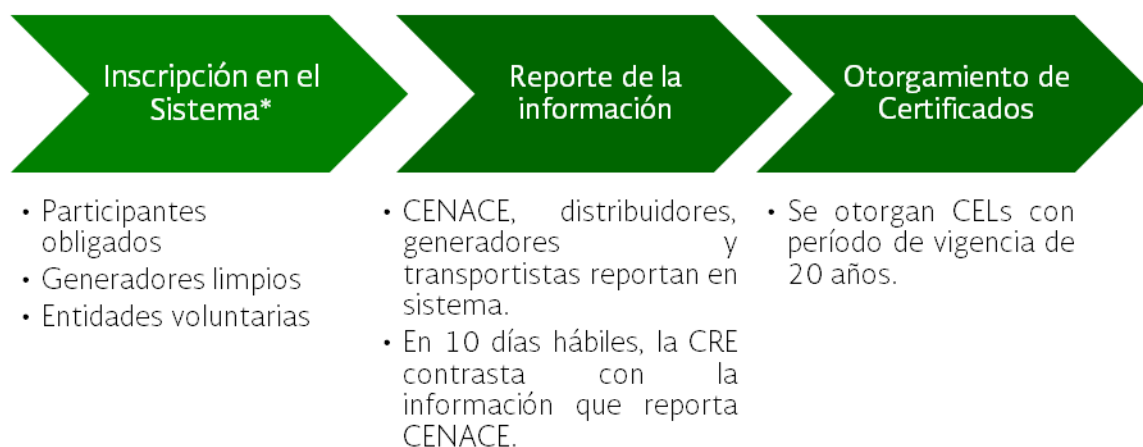
Por otro lado, la CRE tiene la facultad de identificar las zonas con alto potencial de Energías Limpias para la amplitud en condiciones de mercado, emisión de normas oficiales y gestión del registro público de CEL y al CENACE se le encarga la diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de Energías Limpias.

Las obligaciones de Certificados de Energías Limpias y el mercado de CEL iniciarán operaciones a partir del año 2018. Hasta el cierre de 2017, se han emitido diversos lineamientos para la emisión y requerimiento de CEL, en particular, se publicó lo siguiente:

- Ley de Transición Energética.
- Lineamientos para otorgamiento de Certificados de Energías Limpias.
- Sistema de gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias.
- Resolución del sistema de gestión de Certificados y cumplimiento de obligaciones de Energías Limpias.
- Criterios para la imposición de sanciones de las obligaciones en materia de Energías Limpias.
- Requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018.
- Requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019.
- Requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2020, 2021 y 2022.

Esta normatividad marca el proceso para la obtención de Certificados de Energías Limpias. Los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, y las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el Funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, determinan el proceso mediante el cual los Participantes Obligados (Suministradores, Usuarios Calificados Participantes del Mercado y los Usuarios Finales que reciban energía eléctrica por el abasto aislado, así como los 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), los Generadores Limpios y las Entidades voluntarias podrán obtener sus CELs para cumplir con sus obligaciones, o bien, para realizar compra-venta en el mercado. El Gráfico 17 muestra el proceso de manera breve.

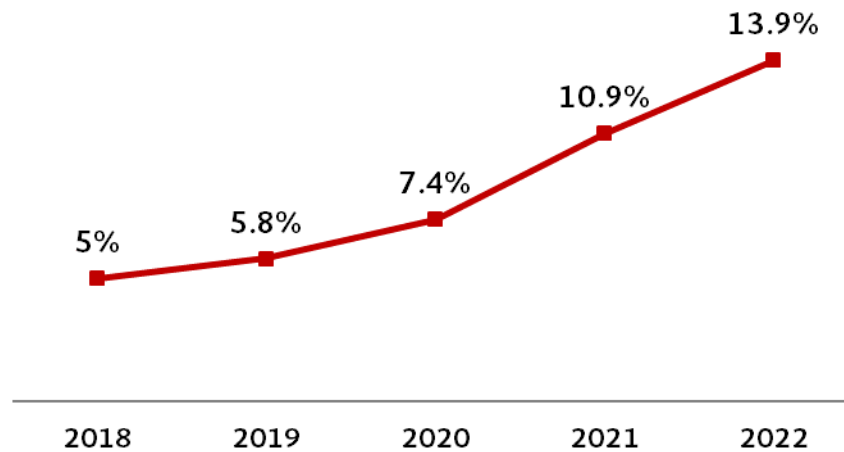
Gráfico 17. Proceso de Otorgamiento de Certificados de Energías Limpias



Fuente: Elaborado por SENER a partir de los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de CEL y los requisitos para su adquisición, y las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el Funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias.

Además, el Gráfico 18 muestra los requisitos de Certificados establecidos por SENER, como proporción del total de energía consumida para los años 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022.

Gráfico 18. Requisitos de Certificados de Energías Limpias (Porcentual)



Fuente: Elaborado por SENER, con datos del PRODESEN.

1.8. SUBASTAS

1.8.1. SUBASTAS DE LARGO PLAZO

Este mecanismo de mercado ha sido un estandarte en el nuevo esquema derivado de la Reforma, que proporciona una perspectiva de futuro, donde las tecnologías limpias adquieren el impulso necesario para colocar a México como ejemplo de la transición entre tecnologías de generación y además proyecta una industria sólida donde empresas públicas y privadas respaldan el crecimiento en Capacidad con el fin de atender la demanda creciente a mejores precios.

Asimismo, representan una herramienta adecuada para que los oferentes pueden contar con una fuente estable de ingresos que contribuye a apoyar el financiamiento de las inversiones para desarrollar nuevas Centrales Eléctricas o repotenciar las existentes.

Las Subastas de Largo Plazo lograrán diversificar la matriz energética de México, creando un impulso económico en los estados donde se instalarán los proyectos. Hasta 2017 se han desarrollado tres Subastas de Largo Plazo, cuyos resultados se resumen en la siguiente Tabla.

Tabla 4. Resultados de las Subastas de Largo Plazo

Ganadores	SLP 2015	SLP 2016	SLP 2017
Capacidad instalada	En la primera Subasta se adquirieron 2,085 MW, que representan 16 nuevas centrales eléctricas.	En la segunda Subasta se adquirieron 2,871 MW, que representan 35 nuevas centrales eléctricas.	En la tercer Subasta se adquirieron 2,562 MW, que representan 14 nuevas centrales eléctricas.
Inversión	2.6 mil millones de dólares (mdd)	4.0 mil mdd	2.4 mil mdd
Precios promedio			
Paquete USD/(MWh + CEL)	47.78	33.47	20.57
Solar (USD/MWh)	45.15	31.9	21.83
Eólica (USD/MWh)	55.39	35.8	19
Geotérmica (USD/MWh)		37.3	
Hidroeléctrica (USD/MWh)		7.3	
Tecnología	Solar Fotovoltaica (74.3%) y la eólica (25.7%).	Solar (54.3%), la eólica (43.5%) y Geotérmica (2.2%).	Solar fotovoltaica con el 55.4% y eólica (44.6%).
Ofertas de venta ganadoras	18	56	16
Número de Empresas ganadoras	11	23	10
Países	México, España, Francia, Italia, EE.UU., Canadá y China.	México, Alemania, China, Corea, EE. UU., España, Francia, Italia, Países Bajos, Portugal y Reino Unido.	México, Canadá, China, España, EE. UU., Francia, Italia y Japón

Fuente: Elaborado por SENER, con datos del PRODESEN.

Asimismo, la siguiente Tabla muestra los montos de inversión por Entidad Federativa donde se llevarán a cabo los proyectos de las 3 Subastas.

Tabla 5. Inversión por Entidad Federativa

Estado	Inversión (millones de USD)	%	% Acumulado	Tecnología
Coahuila	1,456.7	16.2	16.2	Eólica/Solar
Tamaulipas	1,180.6	13.1	29.4	Eólica
Aguascalientes	1,126.2	12.5	41.9	Solar
Nuevo León	1,019.6	11.3	53.2	Eólica/Turbogás
Sonora	940.6	10.5	63.7	Solar
Yucatán	895.6	10.0	73.7	Eólica/Solar
Chihuahua	435.3	4.8	78.5	Solar
Guanajuato	396.9	4.4	82.9	Solar
San Luis Potosí	389.7	4.3	87.3	Solar
Oaxaca	368.4	4.1	91.4	Eólica
Tlaxcala	170.0	1.9	93.3	Solar
Jalisco	135.0	1.5	94.8	Solar
Hidalgo	127.6	1.4	96.2	Solar
Puebla	97.8	1.1	97.3	Hidroeléctrica
Morelos	94.5	1.1	98.3	Solar
Zacatecas	68.3	0.8	99.1	Solar
Baja California	50.5	0.6	99.7	Solar
Baja California Sur	31.1	0.3	100	Solar
Total	8,984.2	100		

Fuente: Elaborado por SENER.

La Tabla 5 indica una gran diversificación de los proyectos en las entidades federativas, sin embargo, 5 estados concentran más del 60% de la Inversión total (Coahuila, Tamaulipas, Aguascalientes, Nuevo León y Sonora). Agregado a la tabla anterior, se presenta el siguiente Mapa en el que se hace referencia a la capacidad de generación que se sumará por Estado enfatizando el tipo de tecnología.

Mapa 1. Mapa de Capacidad añadida por Entidad Federativa y Tipo de Tecnología



Fuente: Elaborado por SENER.

Derivado del Mapa 1 se aprecia que la zona Norte del país concentra los proyectos más ambiciosos en capacidad dada la fuerte radiación solar y las amplias extensiones de tierra.

1.8.1.1 PRIMERA SUBASTA DE LARGO PLAZO

El CENACE emitió el fallo de la Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo el 31 de marzo de 2016, arrojando los siguientes resultados:

- Alto grado de participación y competencia.
- Tamaño de proyectos desde 18.0 hasta 500.0 MW.
- Adjudicación de una parte significativa de las cantidades requeridas para cumplir las metas de energías limpias.
 - 5,402,880 MWh por año (84.9% de lo solicitado).
 - 5,380,911 Certificados de Energías Limpias (CEL) por año (84.6% de lo solicitado).

De las 11 empresas ganadoras en la Primera Subasta Eléctrica de Largo Plazo, siete fueron de energía solar fotovoltaica y cuatro de energía eólica, con lo que se cumple el objetivo de impulsar su desarrollo dentro de la matriz energética nacional.

1.8.1.2 SEGUNDA SUBASTA DE LARGO PLAZO

El CENACE emitió el 28 de septiembre de 2016 el fallo correspondiente a la segunda subasta de largo plazo, con los siguientes resultados:

- Alto grado de participación y competencia.
- Tamaño de proyectos desde 27 hasta 388 MW
- Adjudicación de una parte significativa de las cantidades requeridas para cumplir las metas de energías limpias.
 - 8, 909,819 MWh por año (83.8% de lo solicitado).
 - 9, 275,534 CEL por año (87.3% de lo solicitado).
 - 1, 187 MW – Potencia por año (80.1% de lo solicitado).

1.8.1.3 TERCERA SUBASTA DE LARGO PLAZO

El 28 de abril de 2017 se hizo pública la convocatoria para la Tercera Subasta de Largo Plazo y el 22 de noviembre de 2017 se emitió el fallo correspondiente, con los siguientes resultados:

- Alto grado de participación y competencia.
 - 15 nuevas centrales eléctricas de 8 empresas que instalarán 2,562 MW, de los cuales por tecnología serán 550 MW de Turbogás, 689 MW de Eólica y 1,323 MW de Fotovoltaica.
- Adjudicación de una parte significativa de las cantidades requeridas para cumplir las metas de energías limpias.
 - 5,492,575 de MWh por año (90.2% de lo solicitado).
 - 5,952,575 de CEL por año (97.8% de lo solicitado).
 - 593 MW-año de Potencia (41.9% de lo solicitado).

Del mismo modo que en las dos primeras Subastas, en la tercera subasta CFE Suministrador de Servicios Básicos compró energía, potencia y certificados de energías limpias. Adicionalmente, cabe resaltar que con el establecimiento de la Cámara de Compensación por parte del CENACE, el cual administró los contratos asignados, fue posible la participación por primera vez, de compradores distintos a dicha empresa subsidiaria de CFE, como lo son Iberdrola Clientes, S.A. de C.V. y Menkent, S. de R. L. de C.V. (CEMEX).

1.8.1.4 AVANCES DE LOS PROYECTOS

El 12 de junio de 2016 se firmaron los contratos de la primera subasta y se espera que las 16 nuevas centrales entren en operación comercial a lo largo de 2018, mientras que para los proyectos de la segunda y tercera subasta se estima que se incorporen en 2019 y 2020 respectivamente.

Con la realización de las primeras tres Subastas de Largo Plazo, se sumarán alrededor de 7,000 MW de nueva capacidad de generación de energía limpia y 550 MW de generación convencional, lo que permitirá un acercamiento a la meta nacional de alcanzar en 2024 un 35 por ciento de generación proveniente de fuentes energéticas verdes.

1.8.2. SUBASTAS DE MEDIANO PLAZO

Estas subastas permiten que los Suministradores de Servicios Básicos y otras Entidades Responsables de Carga celebren contratos con vigencia de 3 años en forma competitiva para satisfacer las necesidades de Potencia, Energía Eléctrica y Certificados de Energía Limpia.

El 15 de agosto de 2017, el CENACE publicó la convocatoria para la Primera Subasta de Mediano Plazo y el 5 de marzo de 2018 se emitió el fallo correspondiente, con el siguiente resultado:

- Se adjudicó el 4.0% de la oferta total de compra de Potencia (no se adjudicó energía).
- Las ofertas ganadoras pertenecen a GPG Energía México, por la cantidad de 50 MW-año y a la EPS CFE Generación VI por 50 MW-año, ambas para la Zona de Potencia del SIN.
- 746,072 \$/MW-año fue el precio pactado.

1.9. CONTRATOS LEGADOS

Los Contratos Legados son mecanismos utilizados para transitar gradualmente de un monopolio a un esquema de mercado, en el que las empresas de generación y suministro previamente integradas verticalmente han sido separadas. Los Contratos Legados son suscritos entre dichas empresas de generación y la o las empresas suministradoras, y otorgan certeza a las inversiones en capacidad realizadas por las generadoras al amparo del anterior esquema (Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica).

Para la elaboración de la normatividad de los Contratos Legados, la Subsecretaría de Electricidad trabajó con todas las partes involucradas (consultores, CRE, SHCP, áreas de CFE Corporativo, Empresas Productivas Subsidiarias CFE Generación I a VI y CFE Suministrador de Servicios Básicos), a efecto de establecer la definición de los términos y precios de dichos contratos. En total se sostuvieron más de 75 reuniones con los diversos actores para el diseño de los Contratos Legados para el Suministro Básico.

Como resultado de lo anterior y con base en el Transitorio Décimo Noveno de la LIE, la SENER publicó el 25 de agosto de 2017 los “Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación”. Como parte de este documento se publicaron los siguientes Anexos:

- Anexo A Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para Centrales Eléctricas Legadas
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258358/ANEXO_A.pdf
- Anexo B Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para Centrales Externas Legadas con CEL
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258359/ANEXO_B.pdf
- Anexo C Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para Centrales Externas Legadas con Servicios Conexos
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258360/ANEXO_C.pdf
- Anexo D Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados para el Suministro Básico
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258363/ANEXO_D.pdf

En apego a este documento normativo, la EPS CFE Suministrador de Servicios Básicos suscribió un total de 39 Contratos Legados: 28 con PIEs existentes; 6 con PIEs que ya estaban en proceso; y uno con cada una de las EPS de Generación I, II, III, IV y VI. En conjunto, los contratos incluyen a 142 Centrales Eléctricas localizadas a lo largo del País y los plazos de entrega para los productos contratados van de 1 a 30 años, lo cual depende de la central.

En los Gráficos 19, 20 y 21 se observa la capacidad neta contratada a través de los contratos legados en el Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur, así como la proporción de la demanda máxima estimada cubierta por la capacidad contratada a través del contrato legado para el periodo 2016 a 2029. Como se observa, la cobertura neta contratada disminuye a lo largo del tiempo, cada vez cubriendo menos proporción de la demanda máxima estimada. Las necesidades de capacidad requeridas por la disminución de la cobertura serán cubiertas con contratos a través de las subastas de largo y mediano plazo.

Gráfico 19. Evolución Capacidad Neta cubierta por CL, SIN

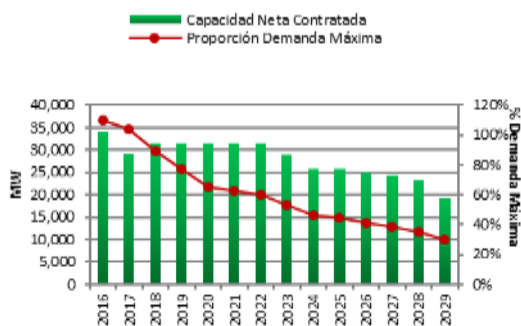


Gráfico 20. Evolución Capacidad Neta cubierta por CL, BCA

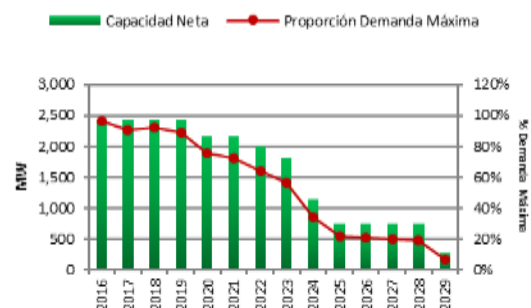
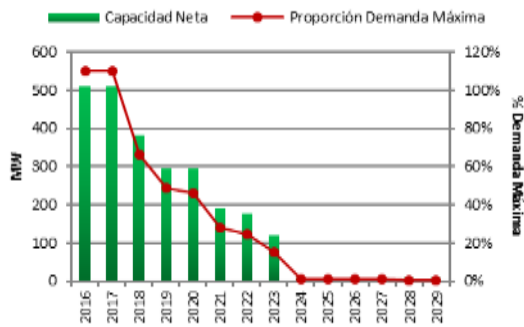


Gráfico 21. Evolución Capacidad Neta cubierta por
CL, BCS



Fuente: Anexo D, “Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados”.

1.10. COMITÉ DE EVALUACIÓN DEL CENACE

El Comité de Evaluación del CENACE y del MEM tiene la función de evaluar al operador independiente del sistema, así como al mercado. Su función principal es evaluar el desempeño tanto de CENACE como del MEM, así como dar recomendaciones al Consejo de Administración del CENACE.

De acuerdo con el artículo 112 de la Ley de la Industria Eléctrica, el Comité está conformado por un representante de la SENER, otro de la CRE y un representante de cada modalidad de Participante del Mercado, es decir, Generador, Suministro Básico, Suministro Calificado o de Último Recurso, Usuario Calificado Participante del Mercado y Comercializador No Suministrador.

El Comité es presidido por el Subsecretario de Electricidad, asimismo, cuenta con un secretario e Invitados Permanentes como son Transportistas y Distribuidores. Los representantes del CENACE también son Invitados Permanentes, son el Director General, el de Operación y Planeación del Sistema, el de Administración del MEM y el de Administración y Finanzas.

Durante 2017, se llevaron a cabo 3 Sesiones del Comité en las que se tuvieron intervenciones por parte de los Participantes del Mercado, así como de los Invitados Permanentes. Asimismo, se llegó a acuerdos en beneficio del MEM y se hicieron algunas recomendaciones a los representantes del CENACE que participan dentro del Comité.

Durante las sesiones, celebradas por el Comité se tomaron 21 acuerdos, entre los que destaca la presentación de los indicadores del CENACE. Entre los temas más relevantes están:

- Los Participantes del Mercado que forman parte del propio Comité.
- Resultados del Mercado de Día en Adelanto (MDA) y del Mercado en Tiempo Real (MTR), donde se detallaron las diferencias observadas y las perspectivas para futuro.
- Solicitudes de Interconexión y Conexión. Se presentaron las estadísticas de las solicitudes ingresadas y el estatus de atención, asimismo, se comentaron las causas del retraso en los tiempos de entrega de los estudios de conexión e interconexión.

2. DEMANDA Y CONSUMO EN EL SEN

La Demanda es la potencia (MW) a la cual se debe suministrar la energía eléctrica requerida en un instante dado para satisfacer las necesidades de los usuarios y varía con el horario, semana, mes y año, por lo que se lleva un cuidadoso registro de esta. Por otro lado, el consumo bruto de energía eléctrica es la integración de los consumos totales de electricidad en el sistema: ventas, usos propios, transmisión de electricidad a otras localidades, pérdidas técnicas y no técnicas de energía (usos ilícitos, etc.) que permite controlar los requerimientos de generación.

2.1. DEMANDA MÁXIMA BRUTA

La demanda máxima bruta o carga total de cualquier sistema eléctrico (incluye los usos propios de las centrales), es el requerimiento instantáneo más alto, a la cual también se le denomina demanda o carga pico y generalmente es la resultante de condiciones temporales. Su importancia radica en el hecho de que la capacidad de generación debe ser suficiente en todo momento para cubrir dicha demanda.

El CENACE está a cargo del control operativo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y del Mercado Eléctrico Mayorista. Para facilitar la operación, el CENACE divide el país en nueve áreas de control, de las cuales siete corresponden al Sistema Interconectado Nacional: Central (CEL), Oriental (ORI), Occidental (OCC), Noroeste (NOR), Norte (NTE), Noreste (NES) y Peninsular (PEN), que están bajo la responsabilidad de igual número de centros ubicados en las ciudades de México, Puebla, Zapopan, Hermosillo, Gómez Palacio, Monterrey y Mérida; y las dos restantes que no están interconectadas con el resto del país, que son el Sistema Baja California (BC) y el Sistema Baja California Sur (BCS), mismas que son administradas desde Mexicali.

2.1.1. ESTACIONALIDAD DE LA DEMANDA MÁXIMA BRUTA

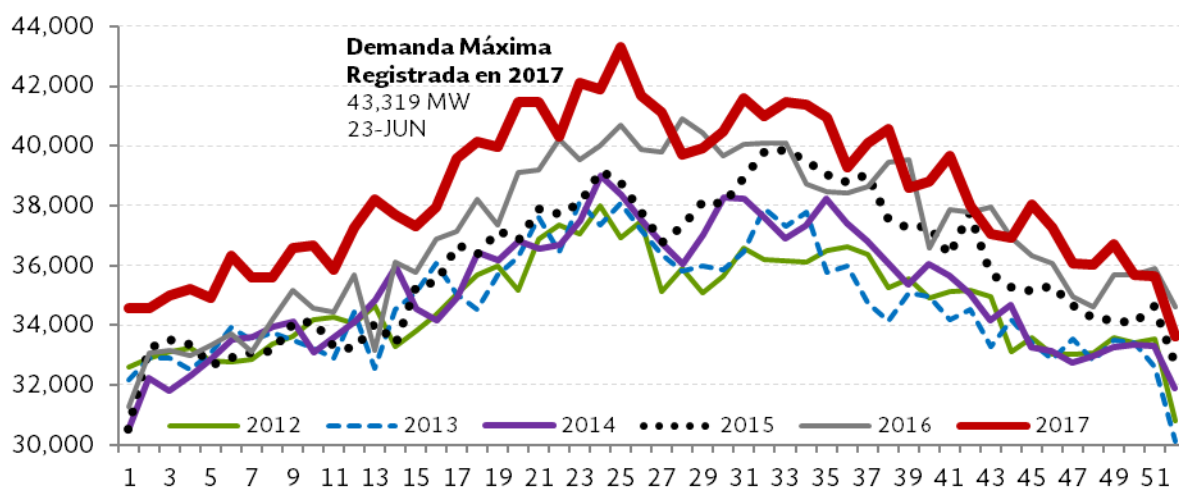
Una de las características de la demanda máxima bruta es su estacionalidad, ya que se incrementa notablemente en temporada de verano de cada año, principalmente por el efecto del uso de equipos de aire acondicionado en zonas con climas calurosos. Esta característica se puede apreciar en el Gráfico 22.

La demanda máxima coincidente es la suma de las demandas registradas en las áreas de control operativo en el instante en que ocurre la demanda máxima del SIN. Dicho valor es menor que la suma de las demandas máximas anuales de cada área de control debido a que ocurren en momentos diferentes.

La demanda máxima bruta coincidente en el SIN se presenta típicamente entre los meses de junio y julio de cada año, sin embargo, hay excepciones en las que se ha registrado en agosto. En 2017, la demanda máxima bruta coincidente en el SIN se presentó el 23 de junio y ascendió

a 43,319 MW, con un incremento de 5.9% en relación con la máxima registrada el 8 de julio del año anterior.

Gráfico 22. Demanda Máxima Bruta Semanal en el SIN
(MW)

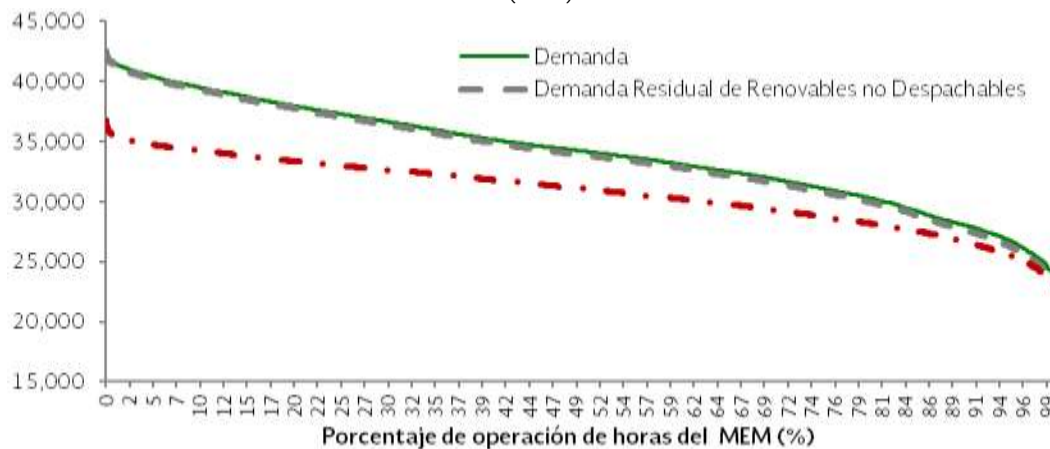


Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el periodo 2012-2017, la demanda máxima bruta en el Sistema Interconectado Nacional registró una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 2.5%, al pasar de 38,000 MW en 2012 a 43,318.9 MW en 2017, mientras que la TMCA fue de 3.2% en el Sistema Eléctrico de Baja California y de 3.8% en Baja California Sur.

El Gráfico 23 muestra la curva de duración de la demanda para el SIN durante el 2017, así como las curvas de duración residuales de renovables no despachables, y de renovables (la primera calculada como la demanda menos la generación solar y eólica, mientras la segunda es calculada como la demanda menos toda la generación renovable, incluyendo la hidráulica).

Gráfico 23. Curva de Duración de la Demanda del SIN
(MW)



Fuente: SENER con datos de CENACE.

La curva de duración de la demanda muestra que las demandas mínima y máxima en el SIN fueron de 19.98 GW y 43.32 GW, respectivamente. De acuerdo con los resultados, alrededor

de 90.9% del tiempo, la demanda del SIN estuvo por encima de los 22 GW, mientras que alrededor del 2.88% del tiempo, la demanda presentó valores por encima de los 40.89 GW, que fue la demanda máxima del 2016. Esto denota que se requiere de capacidad instalada disponible de al menos 2.0 GW que sería utilizado el 2.88 % de las horas en el año. El mínimo de la curva residual de duración de renovables es de 19.24 GW, comparado con los 19.98 GW de la demanda mínima.

La mayor diferencia entre la curva de duración de la demanda y la curva de residual de duración de las renovables es de alrededor de 5.7 GW, esto significa que en un año de extrema escasez de recurso hidráulico la capacidad instalada disponible del sistema tendría que aumentar en 5.7 GW para compensar la pérdida del recurso hídrico.

El área entre la curva de duración de la demanda y la curva de duración de las renovables no despachables muestra la cantidad de demanda que fue cubierta por estas tecnologías durante el 2017. Así mismo, el área entre las curvas residuales de renovables no despachables y la curva de duración de renovables muestra la cantidad de demanda de las renovables despachables, que incluye las plantas hidráulicas. Como puede ser observado en el gráfico, la cantidad de demanda cubierta y la energía generada por la tecnología hidráulica es mucho mayor a la del resto de los renovables, pero significativamente inferior a la demanda cubierta por las plantas térmicas (área comprendida entre la curva residual de renovables y el eje de las abscisas).

La pendiente de demanda residual de renovables es menos pronunciada y más continua que la curva de duración de la demanda (ver el cambio de pendientes). Esta diferencia en las pendientes denota el uso de las hidroeléctricas del sistema para tareas de regulación, pues absorbe una parte de la variabilidad de la demanda.

El Gráfico 24 muestra la curva de duración de la demanda para el Sistema de Baja California (BCA). La pendiente de demanda residual en este sistema es mucho más pronunciada que aquella del SIN, esto denota que el sistema BCA requiere de mayores recursos flexibles (rápido aumento o descenso de generación) que lo requerido por el SIN.

Gráfico 24. Curva de Duración de la Demanda del Sistema BCA



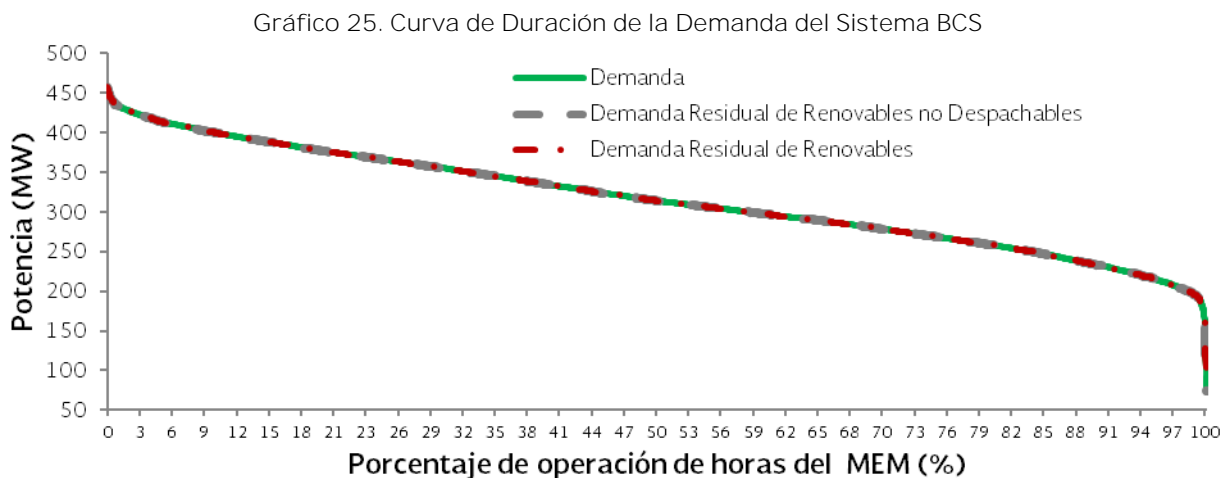
Fuente: SENER con datos de CENACE.

La demanda máxima y mínima del sistema durante el 2017 fueron 2.72 GW y 0.83 GW respectivamente. Consecuentemente, el sistema requiere de por lo menos 2.72 GW de

capacidad instalada disponible (más el margen de reserva operativo), para cubrir de forma confiable la demanda, esto a pesar de que sólo 18.6% del tiempo se requiere de más de 2.0 GW de capacidad instalada disponible.

Las curvas residuales de los renovables no despachables y de los renovables son prácticamente coincidentes con la curva de duración de la demanda. Esto denota la poca participación de los renovables en el sistema de BCA. Los resultados de las subastas, mayor interconexión con otros sistemas del país y del extranjero, así como las políticas actuales han sido encaminadas para modificar esta situación y aumentar la participación de los renovables en todos los sistemas que comprenden el SEN.

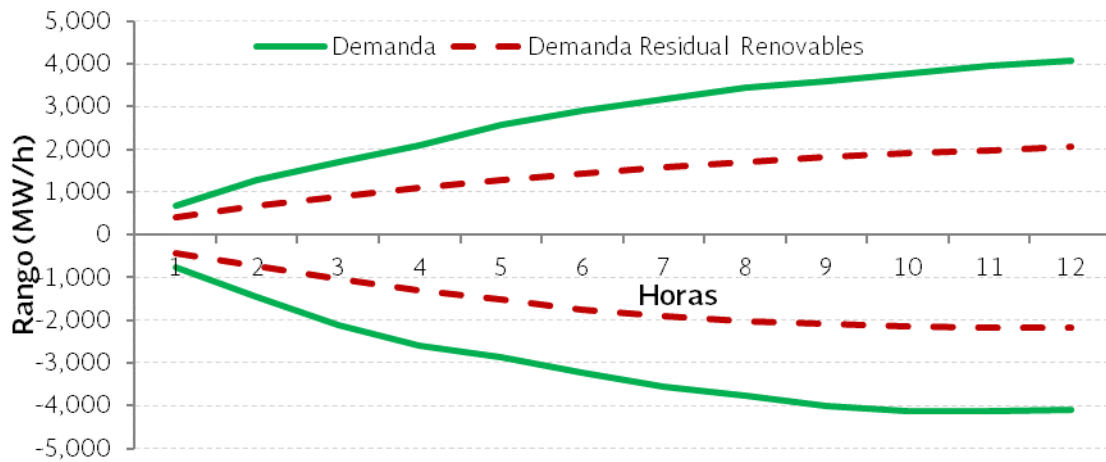
El Gráfico 25 muestra las curvas de duración de la demanda en el Sistema de Baja California Sur. Similar a lo que se observa en el sistema BCA, las tres curvas de demanda son coincidentes, lo que muestra la poca participación de las tecnologías de energía renovable en el sistema de BCS. Las políticas públicas implementadas a partir de la reforma energética están encaminadas a modificar esta situación.



Fuente: SENER con datos de CENACE.

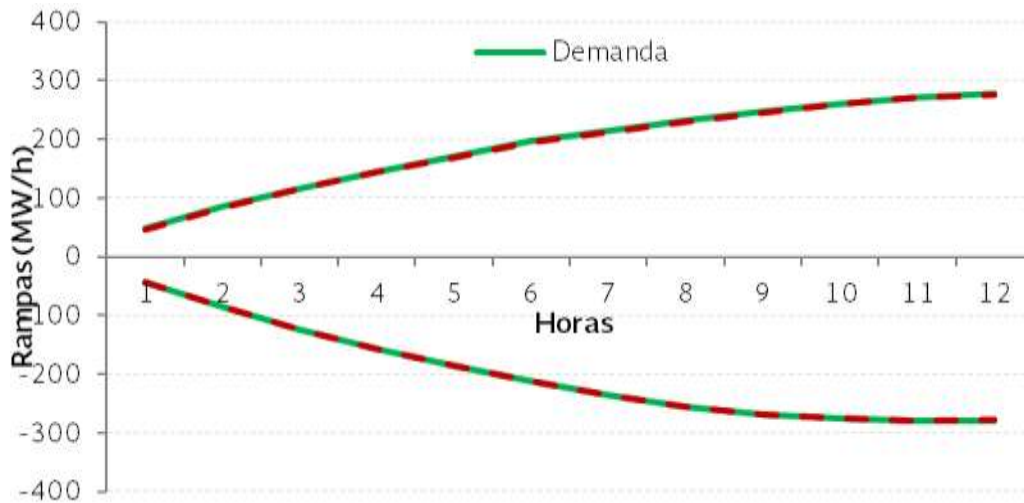
Los Gráficos 26, 27, y 28 muestran el promedio de las rampas de la demanda para cada uno de los tres sistemas, SIN, BCA, BCS. En el caso del SIN se observa que las rampas de la demanda residual (aquella que es cubierta por energía renovables) es menor que la rampa de la demanda total, esto implica que gran parte de la variabilidad de la demanda está siendo satisfecha por tecnologías renovables, en particular por la tecnología hidroeléctrica. En la medida que ingresen más tecnologías renovables no despachables al sistema, como la solar y eólica, la amplitud de las rampas de la demanda residual será menor a la actualmente observada.

Gráfico 26. Rampas de Demanda del SIN



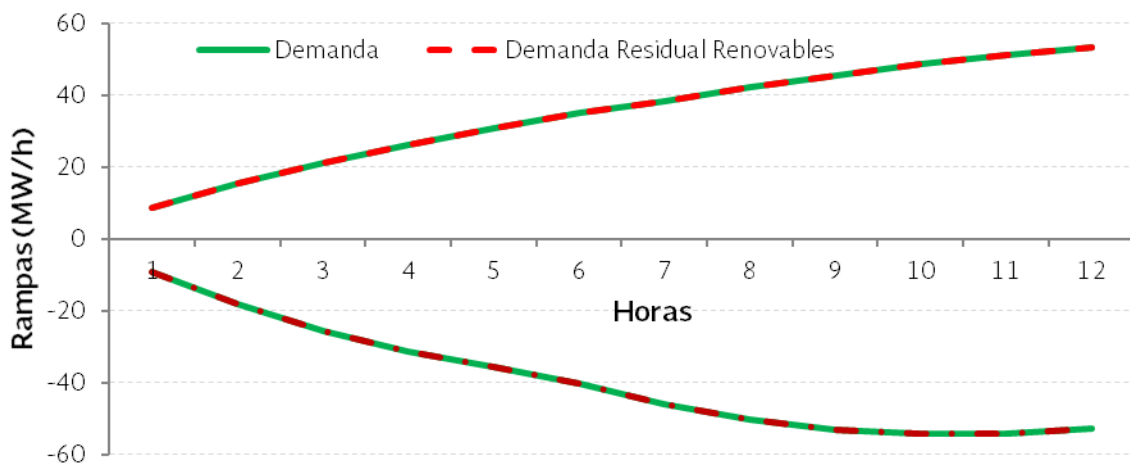
Fuente: SENER con datos de CENACE.

Gráfico 27. Rampas de Demanda del Sistema BCA



Fuente: SENER con datos de CENACE.

Gráfico 28. Rampas de Demanda para el Sistema BCS

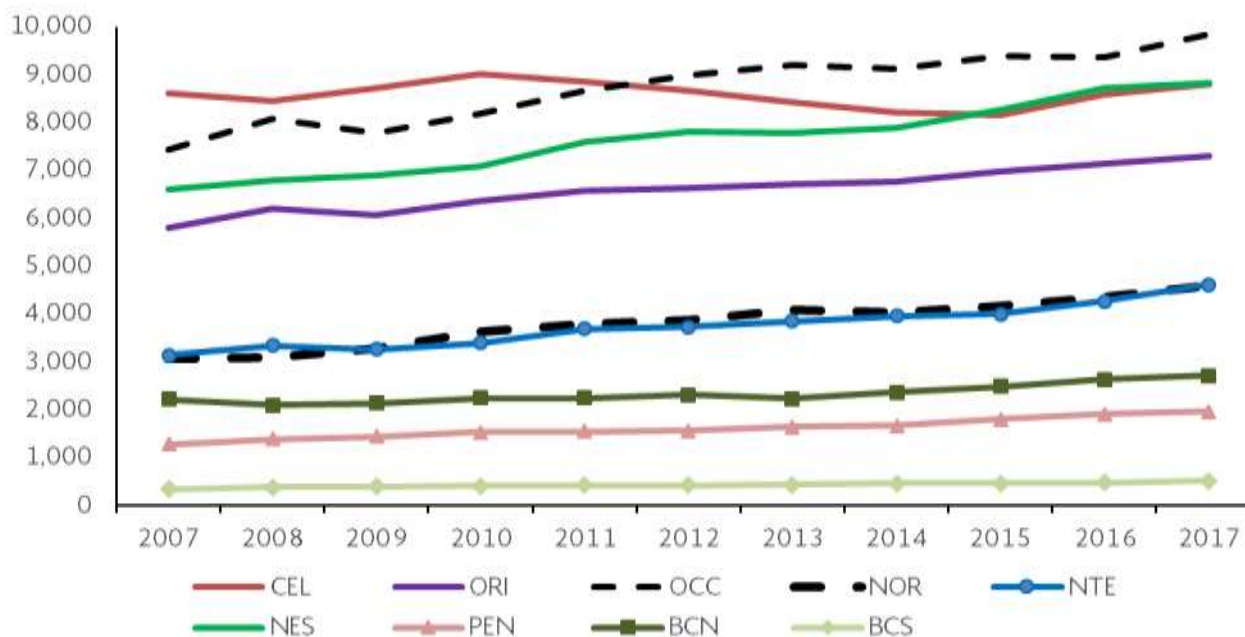


Fuente: SENER con datos de CENACE.

2.2. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En virtud de que la electricidad no puede almacenarse en grandes cantidades bajo costos razonables, la generación eléctrica debe estar coordinada con sus fluctuaciones de carga, por ello, los registros de demanda son indispensables para la toma de decisiones en la operación y el desarrollo del parque de generación de cualquier país. En el Gráfico 29 se observa la evolución de la demanda máxima bruta anual durante el periodo 2007-2017, por cada una de las áreas de control del SEN.

Gráfico 29. Evolución de la Demanda Máxima Bruta Anual por Área de Control (MW)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el periodo 2012-2017, el Sistema Interconectado Nacional registró una tasa media de crecimiento anual (TMCA) de 2.5% en su demanda máxima bruta. Respecto a las áreas de control el área Peninsular registró la mayor TMCA con 4.0%, seguida por el área Norte y por el área Baja California Sur, ambas con 3.8%.

2.3. 100 HORAS CRÍTICAS DE DEMANDA MÁXIMA

Con base en información proporcionada por el CENACE, se presenta un análisis del comportamiento de las cien horas de mayor demanda máxima durante el año 2017. En el Gráfico 30 se muestran las horas del día en las que se presentaron las cien horas de mayor demanda en el SIN y en el Gráfico 31 la frecuencia de ocurrencia por mes.

Gráfico 30. Frecuencia de las Cien Horas de
Demanda Máxima 2017, SIN

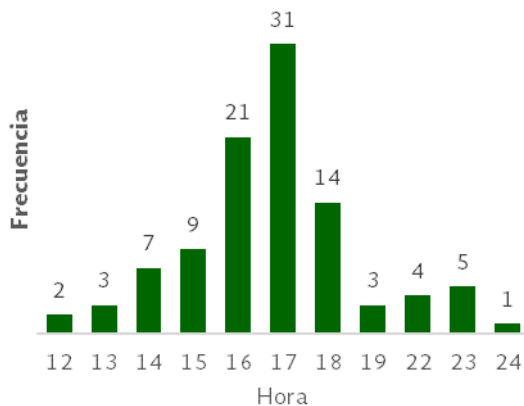
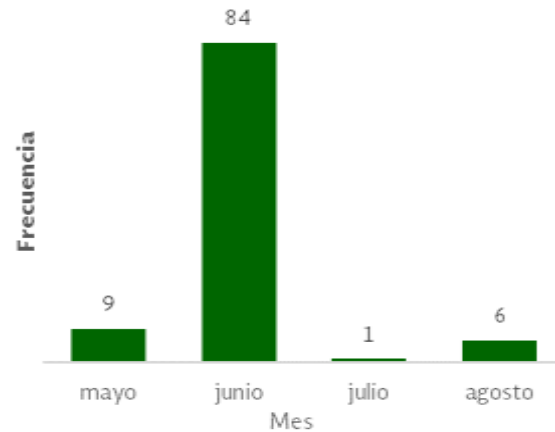


Gráfico 31. Frecuencia en el mes de Ocurrencia
2017, SIN



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el Gráfico 30 se observa que el 66% de las horas de demanda máxima se presentaron entre las 16 horas y las 18 horas, periodo en el que destacan 31 horas de demanda máxima que ocurrieron a las 17 horas. Por su parte, la Gráfica 31 muestra que 84 de las 100 horas de mayor demanda ocurrieron en junio, mes en el que se registró la demanda máxima coincidente en el SIN.

Ambas gráficas indican que la mayor demanda se presentó en meses de verano y durante la tarde, que suelen ser las horas más calurosas del año. Durante esos días, se hace un uso intensivo de los equipos de aire acondicionado, los cuales consumen altas cantidades de energía eléctrica y son, comúnmente, la principal causa del pico de demanda durante el verano, principalmente en el norte del país.

De acuerdo con los Resúmenes Mensuales de Temperaturas y Lluvia del Servicio Meteorológico Nacional, las temperaturas más altas en promedio durante 2017 se dieron en los meses de mayo, junio y julio², por lo que se pueden explicar en parte los picos durante estos meses.

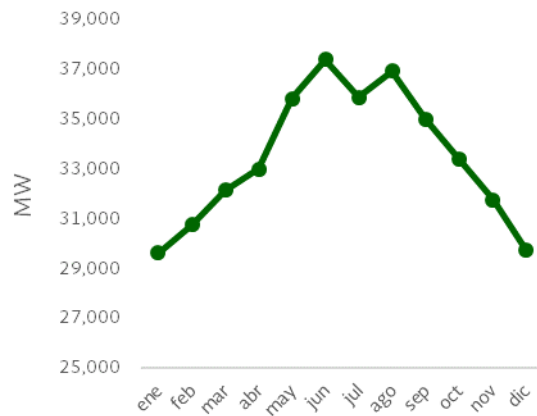
Los Gráficos 32 y 33 muestran la demanda promedio en 2017 durante las 24 horas del día y su evolución estacional durante los doce meses del año, respectivamente.

² Resúmenes Mensuales de Temperaturas y Lluvia, Servicio Meteorológico Nacional, a través de la Comisión Nacional del Agua. Extraído de <https://smn.cna.gob.mx/es/climatologia/temperaturas-y-lluvias/resumenes-mensuales-de-temperaturas-y-lluvias> el 26/04/2018.

Gráfico 32. Demanda Promedio en 2017
(hora)



Gráfico 33. Demanda Promedio en 2017
(mes)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el Gráfico 32 se puede apreciar que en 2017 la demanda fue mayor en promedio durante las últimas horas del día, especialmente entre las 21 y 23 horas. En el Gráfico 33 se ratifica que la mayor demanda promedio se presentó en el mes de junio.

De conformidad con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018-2032 (PRODESEN 2018-2032), en su escenario de planeación, se estima que la demanda máxima integrada en el SIN tendrá un crecimiento medio anual de 3.2% durante los próximos quince años.

2.4. CONSUMO BRUTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

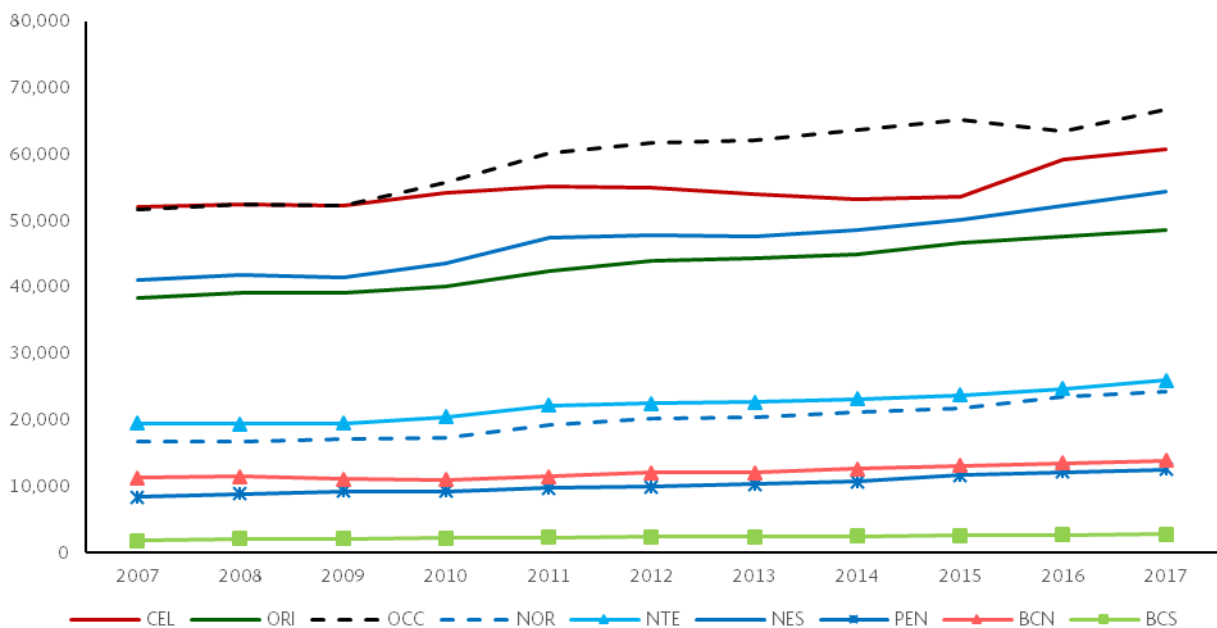
El consumo bruto en el Sistema Eléctrico Nacional “aguas arriba” integra la generación bruta en las centrales eléctricas (CFE, Productores Independientes de Energía y permisionarios), el neto de las importaciones y exportaciones de energía eléctrica.

El consumo bruto “aguas abajo” incluye los usos propios en las centrales generadoras y los servicios requeridos en el proceso de transmisión y distribución, las pérdidas totales de energía (técnicas y no técnicas), el porteo a cargas remotas y los niveles de ventas internas de electricidad a los diferentes sectores de consumo eléctrico (residencial, comercial, servicios, agrícola e industrial).

2.4.1. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO BRUTO POR ÁREA DE CONTROL

En el Gráfico 34 se observa la evolución del Consumo Bruto Anual de Energía Eléctrica por área de control en el periodo 2007 a 2017, donde se puede distinguir que las áreas con mayor consumo bruto de energía eléctrica en el país son la Occidental, Central y Noreste, mientras que las de menor consumo son Baja California Sur, Peninsular y Baja California.

Gráfico 34. Evolución del Consumo Bruto Anual por Área de Control (GWh)



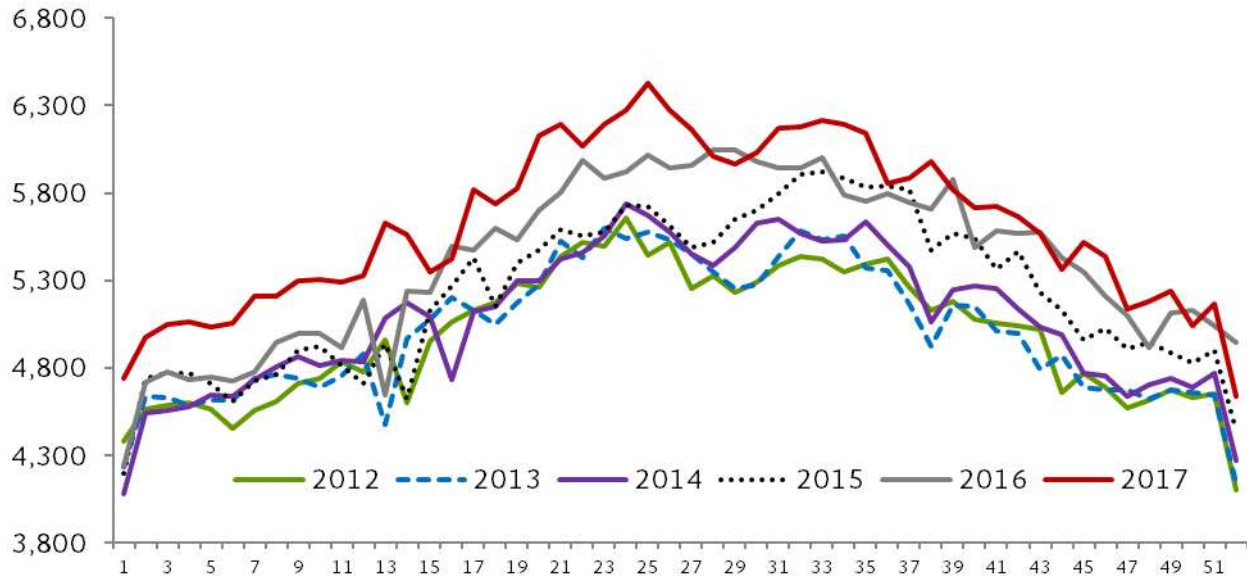
Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

En el periodo 2012-2017 las áreas de control que observaron las TMCA más altas en su consumo bruto fueron: Baja California Sur y Peninsular ambas con 4.5% y Noroeste con 3.9%. El área Central muestra una TMCA (1.7%) y un aumento en la demanda máxima bruta en 2016 y 2017, resultado de los programas de regularización de servicios y de reducción de pérdidas de energía que permiten mejorar la medición y facturación del consumo.

A nivel país, en el periodo 2012-2017, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) reportó una TMCA de 2.3%, al pasar de 275.0 TWh en 2012 a 309.7 TWh en 2017; por su parte el Sistema Interconectado Nacional observó también una TMCA de 2.3% al pasar de 266.7 TWh en 2012 a 293.1 TWh en 2017.

El consumo bruto registra una marcada estacionalidad a lo largo del año, similar al perfil de la demanda máxima, mismo que se encuentra en función del patrón estacional de consumo eléctrico de los usuarios. El consumo bruto es más alto en temporada de verano, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en zonas con climas calurosos. Lo anterior se puede observar en el Gráfico 35.

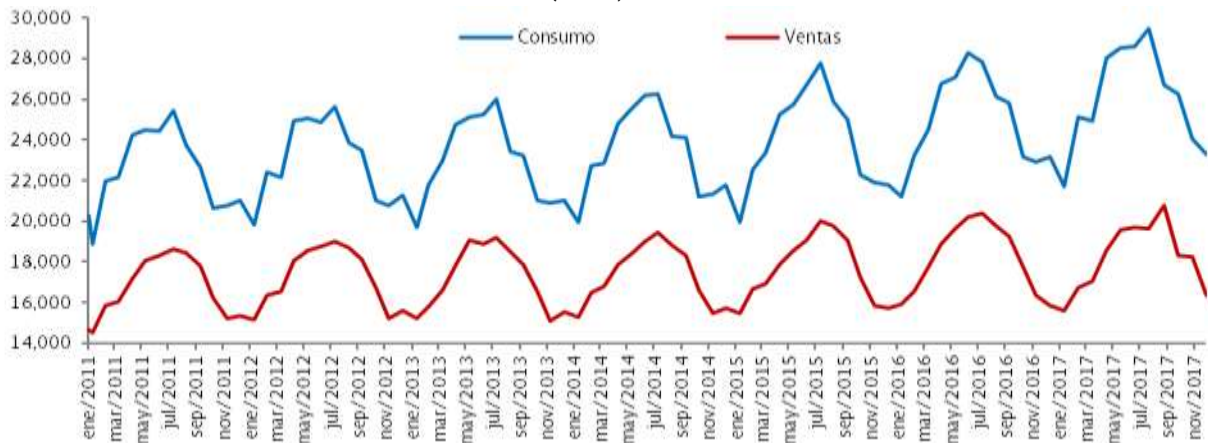
Gráfico 35. Consumo Bruto Semanal en el SIN
(GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

Asimismo, el comportamiento del consumo bruto tiene una correlación estacional similar al de las ventas de electricidad, como se muestra en el Gráfico 36.

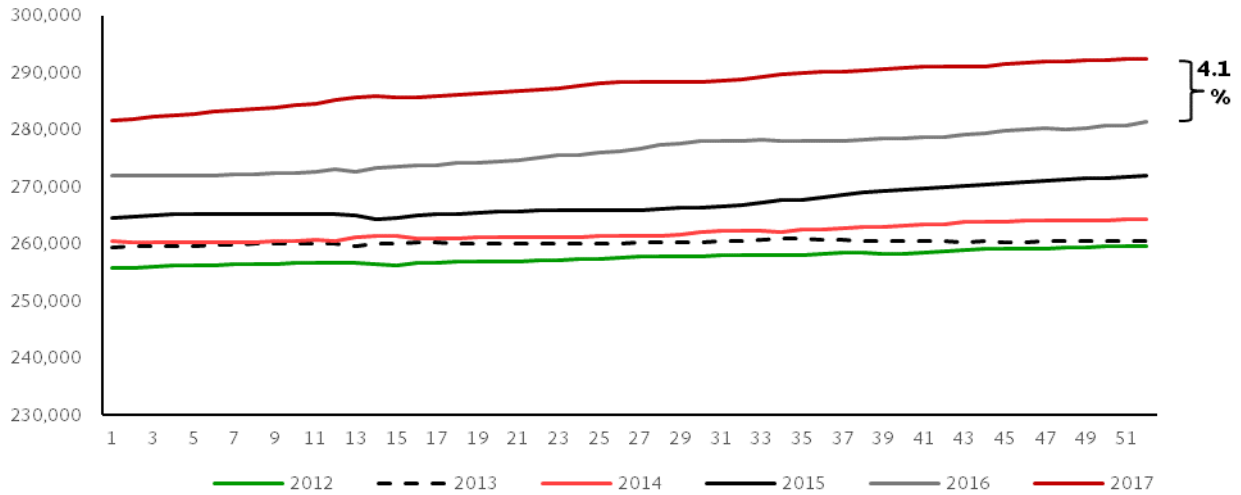
Gráfico 36. Ventas Totales y Consumo Bruto Mensual en el SIN
(GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

El consumo bruto semanal de energía eléctrica en año móvil en el SEN ha mostrado una tendencia de crecimiento ascendente durante el periodo 2012-2017, debido principalmente al incremento del número de usuarios (sector residencial) y, en algunos años, por el aumento en el consumo medio por usuario (Véase Gráfico 37).

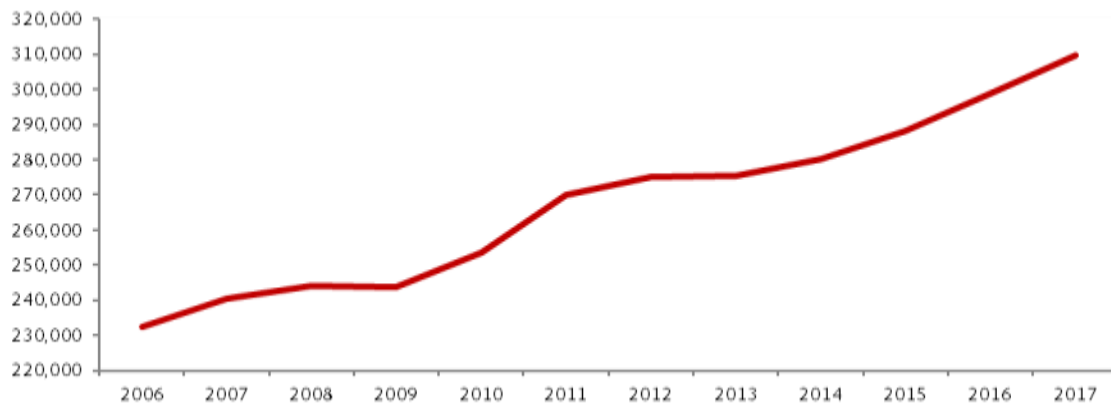
Gráfico 37. Consumo Bruto Semanal en Año Móvil en el SIN
(GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

En términos generales, el consumo bruto ha registrado una tendencia ascendente durante el periodo 2006-2017, con excepción en 2009, año en que el consumo bruto se vio afectado a la baja por la caída del consumo de energía eléctrica en el sector industrial de nuestro país, derivado del impacto de la crisis económica en los EUA (Véase Gráfico 38).

Gráfico 38. Consumo Bruto Anual en el SIN
(GWh)

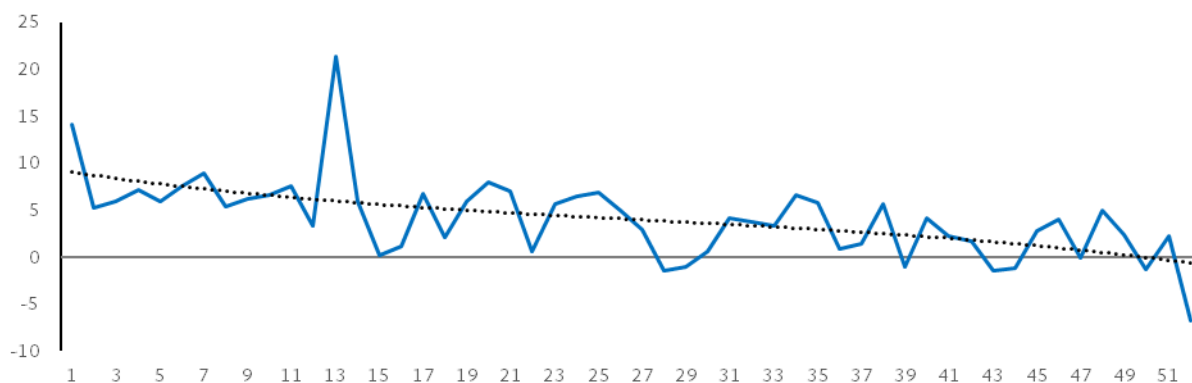


Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

2.4.2. VARIACIÓN DEL CONSUMO BRUTO 2017

Durante el periodo enero-diciembre de 2017, el consumo bruto semanal de electricidad en el SIN fue de 309,726.8 GWh, 3.7%, superior al observado en 2016 (298,791.7 GWh). Asimismo, se observó una trayectoria de crecimiento semanal por arriba de los niveles registrados en 2016 con una tendencia a la baja. Esta variabilidad semanal durante 2017 se puede apreciar en el Gráfico 39.

Gráfico 39. Variación Semanal del Consumo Bruto en el SIN 201-2017 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

Las variaciones semanales pronunciadas del Consumo Bruto que se observan en el Gráfico 39, entre las semanas 13 y 15 de 2017, obedecen al desfase del efecto de la Semana Santa en relación con 2016.

De conformidad con el PRODESEN 2018-2032, en su escenario de planeación, se estima que el consumo bruto tendrá un crecimiento medio anual de 3.1% durante los próximos quince años.

3. GENERACIÓN

3.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN MÉXICO

Actualmente, la generación de electricidad es un servicio que se realiza en libre competencia, con la participación de empresas públicas y privadas. En 2017, la generación total de energía eléctrica ascendió a 329,162 Giga watt-hora (GWh), de ese volumen el 78.9% se generó con tecnologías convencionales y el 21.1% restante con tecnologías limpias (Véase Tabla 6). Es importante destacar que la generación bruta en 2017 fue superior en 11.8% respecto a la registrada al inicio de la presente Administración (2012 por 294,438 GWh).

En comparación con 2016, el total de energía generada en 2017 observó un incremento de 3.1% (9,799 GWh), debido principalmente al crecimiento del 7.0% (4,529 GWh) en la generación con tecnologías limpias, y del 2.1% (5,270 GWh) con tecnologías convencionales.

Tabla 6. Generación de Energía Eléctrica
(Gigawatt-hora)

Tecnología	Generación 2012 ^{1/}	Generación 2016 ^{1/}	Generación 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/} 2017-2012	TCA (%) ^{3/} 2017-2016
Convencional	243,193	254,496	259,766	1.3	2.1
Ciclo combinado	134,303	160,378	165,245	4.2	3.0
Termoeléctrica convencional	58,473	40,343	42,780	-6.1	6.0
Carboeléctrica	33,958	34,208	30,557	-2.1	-10.7
Turbogás ^{4/}	10,323	12,600	12,849	4.5	2.0
Combustión Interna	1,860	3,140	4,006	16.6	27.6
Lecho fluidizado	4,275	3,826	4,329	0.2	13.1
Limpia	51,246	64,868	69,397	6.3	7.0
<i>Renovable</i>	42,476	49,244	51,578	4.0	4.7
Hidroeléctrica	31,909	30,909	31,848	0.0	3.0
Eólica	3,688	10,463	10,620	23.6	1.5
Geotérmica	5,817	6,148	6,041	0.8	-1.7
Solar	2	160	344	177.8	114.8
Bioenergía ^{5/}	1,060	1,471	1,884	12.2	28.0
Generación Distribuida (GD)	NA	56	760	NA	1,246.7
FIRCO ^{7/}	NA	36.12	82.11	NA	127.3
<i>Otras</i>	8,770	15,624	17,818	15.2	14.0
Nucleoeléctrica	8,770	10,567.2	10,882.9	4.4	3.0
Cogeneración eficiente	NA	5,053	6,932	NA	37.2
Frenos regenerativos	NA	4	4	NA	0.0
Total^{8/}	294,438	319,364	329,162	2.3	3.1

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Incluye plantas móviles. 5/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. 6/ Sistemas híbridos eólico-fotovoltaico. 7/ Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). 8/ Los totales pueden no coincidir por redondeo. **Fuente:** Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

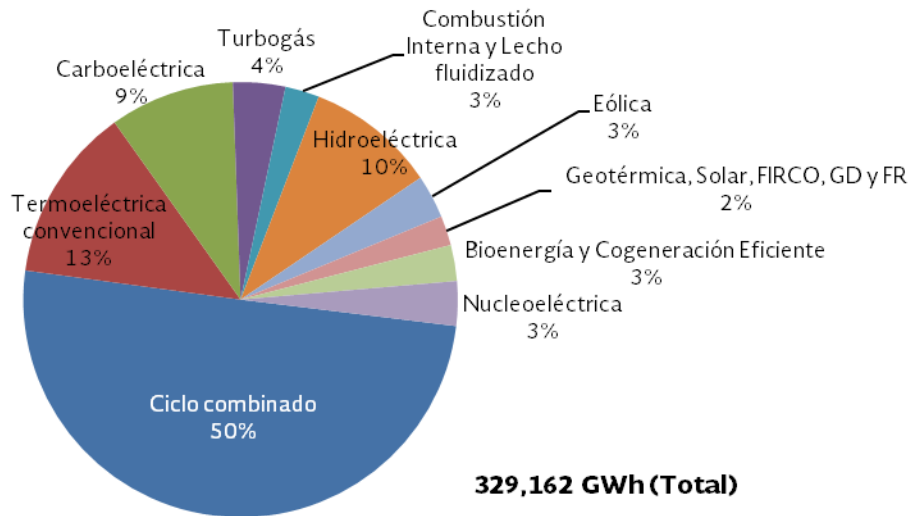
A partir de la Reforma en el sector eléctrico se ha impulsado la generación con tecnologías limpias, lo que se ha reflejado en un crecimiento del 39.3 % entre 2012 y 2017; mientras que la generación con fuentes convencionales registró un aumento del 6.25% en el mismo lapso.

Entre 2012 y 2017 la capacidad instalada de generación en nuestro país creció 3.9% en promedio por año, como resultado del impacto de la Reforma, tasa que duplica la registrada en el periodo de 2007 a 2012, igual a 1.8%. Además, la capacidad instalada de generación limpia creció aún más rápidamente durante esta administración: 6.9% anualmente en promedio en el periodo 2012-2017. Como resultado, la proporción de la capacidad correspondiente a energías limpias pasó del 25.6% al 29.5% en el mismo periodo.

Destaca que la capacidad de generación eólica y solar de 2017 fue 3.3 veces mayor a la de 2012 y que México ha pasado del lugar 21 en 2012, al lugar 9 en 2017, de un total de 40 economías, en el índice de los países más atractivos para invertir en energías renovables ³.

Además, en 2017 alrededor del 40% de la generación eléctrica en las centrales térmicas convencionales (ciclo Vapor) de CFE se realizó con gas natural, que es un combustible más amigable con el medio ambiente, en lugar de combustóleo que es mucho más caro y contaminante. Entre 2012 y 2017 la CFE ha disminuido en 35.8% su consumo de combustóleo para generar electricidad; mientras que en 2012 se utilizaron 201 mil barriles diarios de combustóleo, en 2017 la cifra se ajustó a 129 mil barriles diarios.

Gráfico 40. Generación de Energía Eléctrica por Tecnología



Nota: En el rubro Generador no se incluye la central eléctrica Frontera México Generación, pues en 2017 tenía permiso de importador.

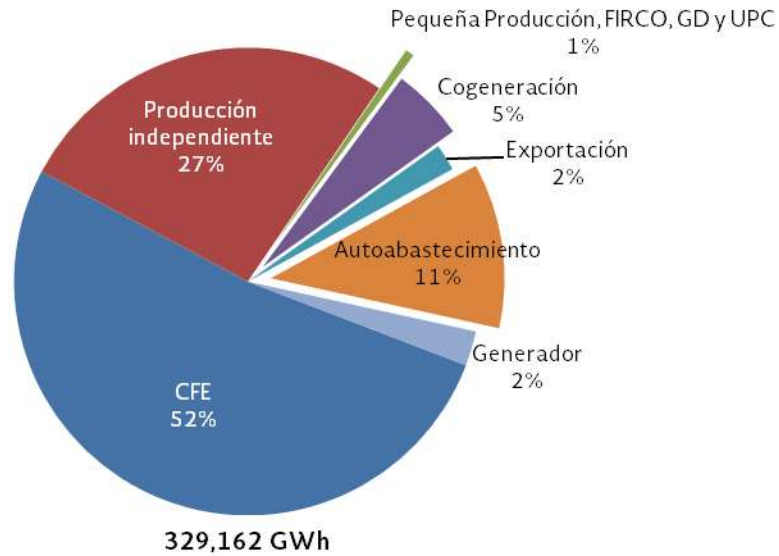
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

3.1.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR MODALIDAD

Del total de energía bruta generada por modalidad a nivel nacional durante 2017, el 52% correspondió a las diferentes Empresas Productivas Subsidiarias de CFE (Véase Gráfico 41).

³ Renewable Energy Country Attractiveness Index, Ernst & Young (2017).

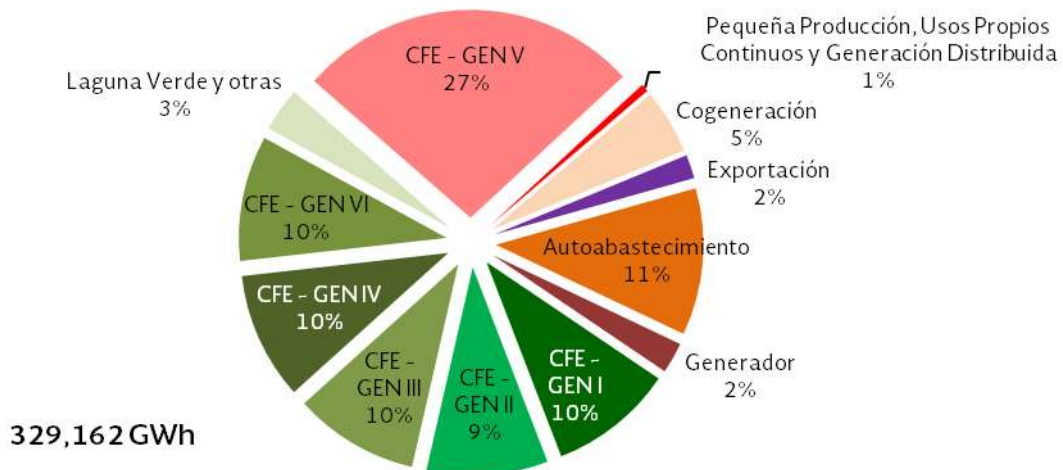
Gráfico 41. Generación de Energía Eléctrica por Modalidad



Nota. - En el rubro Generador no se incluye la central eléctrica Frontera México Generación.
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

No obstante, con la separación de las Empresas Productivas Subsidiarias de CFE en el Gráfico 42 se registra un panorama mucho más homogéneo en la generación bruta de energía eléctrica en el país y se puede observar que la EPS Generación V, la cual integra a los Productores Independientes de Energía, tiene la mayor participación de todas (27%), mientras que las otras cinco EPS de CFE contribuyeron cada una con alrededor del 10% del total de la generación eléctrica en 2017.

Gráfico 42. Generación de Energía Eléctrica por Operador



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

Con ello, se comprueba que 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” consiguieron que la generación bruta de energía eléctrica durante 2017 se comportara equitativamente entre las empresas productivas subsidiarias de CFE, con lo que se disminuyó la posibilidad de que alguna de ellas pudiera ejercer “poder de mercado” y se fomentó la competencia y la operación eficiente del sector eléctrico nacional.

3.1.2. GENERACIÓN POR ENTIDAD FEDERATIVA Y TOTAL

En 7 de las 32 entidades federativas se produjo el 53.0% del volumen total de energía generada en 2017. Los mayores niveles de generación se concentraron en los estados de Veracruz, Tamaulipas, Nuevo León, Baja California, Guerrero, Sonora y Coahuila; en tanto que los menores niveles de generación se registraron en Aguascalientes, Quintana Roo, Zacatecas, Morelos y Tlaxcala (Véase Tabla 7).

Tabla 7. Generación por Entidad Federativa

Entidad	Generación 2016 ^{1/}	Generación 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}	Participación (%) ^{4/}	Participación Acumulada (%)	Posición
Veracruz	39,339	39,755	1.1	12.1	12.1	1
Tamaulipas	36,084	35,727	-1.0	10.9	22.9	2
Nuevo León	17,358	24,486	41.1	7.4	30.4	3
Baja California	19,427	20,234	4.2	6.1	36.5	4
Guerrero	22,066	19,886	-9.9	6.0	42.6	5
Sonora	16,256	17,279	6.3	5.2	47.8	6
Coahuila	20,746	16,927	-18.4	5.1	53.0	7
San Luis Potosí	15,326	16,854	10.0	5.1	58.1	8
Chihuahua	16,282	14,910	-8.4	4.5	62.6	9
Colima	13,453	14,489	7.7	4.4	67.0	10
Hidalgo	13,317	12,395	-6.9	3.8	70.8	11
Guanajuato	9,919	11,443	15.4	3.5	74.2	12
Chiapas	10,832	11,322	4.5	3.4	77.7	13
Durango	9,236	9,904	7.2	3.0	80.7	14
Oaxaca	9,706	8,427	-13.2	2.6	83.3	15
Michoacán	4,544	7,940	74.7	2.4	85.7	16
México	6,836	7,198	5.3	2.2	87.9	17
Sinaloa	5,151	6,538	26.9	2.0	89.8	18
Puebla	5,800	6,020	3.8	1.8	91.7	19
Yucatán	6,096	4,817	-21.0	1.5	93.1	20
Querétaro	4,037	4,791	18.7	1.5	94.6	21
Campeche	3,574	3,386	-5.3	1.0	95.6	22

Tabasco	3,205	3,231	0.8	1.0	96.6	23
Baja California Sur	2,947	3,072	4.3	0.9	97.5	24
Nayarit	4,455	2,712	-39.1	0.8	98.4	25
Jalisco	1,485	2,355	58.6	0.7	99.1	26
Ciudad de México	739	985	33.3	0.3	99.4	27
Tlaxcala	427	410	-3.9	0.1	99.5	28
Morelos	279	403	44.4	0.1	99.6	29
Zacatecas	187	240	28.6	0.1	99.7	30
Quintana Roo	124	147	18.0	0.0	99.7	31
Aguascalientes	40	36	-11.1	0.0	99.7	32
FIRCO y GD ^{5/}	93	842	810.0	0.3	100.0	-
Total ^{6/}	319,364	329,162	3.1	100.0	100.0	-

^{1/} Datos ajustados. ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Respecto a la generación de 2016. ^{5/} FIRCO y Generación Distribuida en diversas ubicaciones. ^{6/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

3.2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La capacidad, la generación, el transporte, la distribución y el suministro de electricidad poseen características exclusivas que las diferencian de otros servicios que utilizan redes de distribución y suministro (como lo es el agua potable), pues la potencia eléctrica (capacidad de hacer un trabajo en la unidad de tiempo), que se produce en cualquier momento debe ser igual a la potencia que se consume más las pérdidas del sistema eléctrico en el mismo momento.

La generación de energía eléctrica es la producción de electricidad a partir de energéticos primarios como los combustibles fósiles y nucleares, las energías (potencial, cinética y en su caso mecánica) hidráulica, geotérmica, eólica, solar, entre otras.

La selección de las tecnologías de generación en cada país se realiza tomando en cuenta la disponibilidad de los recursos energéticos, su factibilidad técnico-económica y la competitividad de sus costos, entre otros aspectos. En México, las tecnologías de generación se identifican como convencionales y limpias:

Convencionales	Limpias
La generación de electricidad es a partir del uso de combustibles fósiles y no cuentan con equipos de captura y confinamiento de CO ₂ .	Sus procesos de generación de electricidad producen emisiones de CO ₂ menores a los 100 kg por cada MWh generado ⁴

⁴ De acuerdo con el Transitorio Décimo Sexto, fracción VI de la Ley de Transición Energética: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015

3.2.1. TECNOLOGÍAS CONVENCIONALES

Estas centrales generalmente satisfacen la demanda base, como es el caso de los ciclos combinados, o en algunos casos la demanda punta como las centrales de Turbogás. Dentro de este grupo se encuentran las tecnologías que se observan en la Tabla 8.

Tabla 8. Tecnologías Convencionales 2017

Tecnología	Principio de Generación	Número de Centrales	Capacidad Instalada (MW)	Energía eléctrica generada (GWh)
Ciclo Combinado	Turbina de gas + ciclo de vapor	83	28,084	165,245
Termoeléctrica Convencional	Ciclo de vapor	59	12,546	42,780
Carboeléctrica	Carbón como combustible	3	5,378	30,557
Lecho Fluidizado	Diversos combustibles sólidos	2	580	4,329
Turbogás	Turbina de gas	131	5,136	12,848
Combustión Interna	Ciclo Diésel (generalmente)	248	1,634	4,006

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

La generación eléctrica con tecnología de Ciclo Combinado es la que mayor energía eléctrica produce y gracias a su alta eficiencia y su bajo contenido de emisiones contaminantes ha desplazado las termoeléctricas convencionales. En la Tabla 9 se puede observar que son 5 Estados los que concentran este tipo de tecnología, sin embargo, destaca la participación de Tamaulipas al generar 29,424 GWh (18% del total generado por Ciclo Combinado).

Tabla 9. Eficiencia y Emisiones de Tecnologías Convencionales

Tecnología	Eficiencia (%)	Promedio de CO ₂ por MWh (kg)	Principales Estados generadores
Ciclo Combinado	40 - 60	417	Tamaulipas, Nuevo León, Veracruz, Baja California y Chihuahua
Termoeléctrica Convencional	36 - 40	680	Hidalgo, Veracruz, Colima, Sonora, Sinaloa y Tamaulipas
Carboeléctrica	36 - 42	819	Coahuila y Guerrero
Lecho Fluidizado	36 - 42		San Luis Potosí
Turbogás	35	566	Campeche, Guanajuato, México y Tamaulipas
Combustión Interna	30 - 40	692	Baja California Sur

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

En la segunda subasta de largo plazo la venta de Potencia con tecnología de Ciclo Combinado predominó con el 75.7% de los 1,187 MW-año contratados, mientras que en la tercera subasta se contrataron 500 MW-año de potencia con la tecnología de Turbogás (84% del total).

3.2.2. TECNOLOGÍAS LIMPIAS

De acuerdo con la Ley, las tecnologías limpias son aquellas 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 que para tal efecto se expidan⁵.

México cuenta con una amplia variedad de Energías Limpias gracias a sus condiciones geográficas y climáticas, lo que permite tener competitividad y diversificación en la generación eléctrica. En la Tabla 10 se observan las principales tecnologías limpias en 2017.

Tabla 10. Tecnologías Limpias

Tecnología	Principio de Generación	Número de Centrales	Capacidad Instalada (MW)	Energía eléctrica generada (GWh)
Hidroeléctrica	Energía potencial del agua	86	12,642	31,848
Nucleoeléctrica	Fisión	1	1,608	10,883
Eólica	Energía cinética del viento	45	4,199	10,620
Geotérmica	Vapor del subsuelo	8	926	6,041
Solar	Energía solar	23	214	344
Termosolar*	Energía calorífica del sol	1	14	-
Bioenergía	Conversión de biomasa	77	1,007	1,884
Cogeneración Eficiente	Energía eléctrica y térmica a partir de la misma fuente	30	1,251	6,932

*Proyecto que entrará en operación durante el 2018. Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

⁵ a) El viento; b) La radiación solar; c) La energía oceánica en sus distintas formas; d) El calor de los yacimientos geotérmicos; e) Los bioenergéticos que determine la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos; f) La energía generada por el aprovechamiento del poder calorífico del metano y otros gases asociados en los sitios de disposición de residuos, granjas pecuarias y en las plantas de tratamiento de aguas residuales; g) La energía generada por el aprovechamiento del hidrógeno mediante su combustión o su uso en celdas de combustible, siempre y cuando se cumpla con la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) en su ciclo de vida; h) La energía de centrales hidroeléctricas; i) La energía nucleoeléctrica; j) La energía generada con los productos del procesamiento de esquilmos agrícolas o residuos sólidos urbanos (como gasificación o plasma molecular), cuando dicho procesamiento no genere dioxinas y furanos u otras emisiones que puedan afectar a la salud o al medio ambiente y cumpla con las NOM que al efecto emita la SEMARNAT; k) La energía generada por centrales de cogeneración eficiente; l) La energía generada por ingenios azucareros que cumplan con los criterios de eficiencia que establezca la CRE y de emisiones establecidos por la SEMARNAT; m) La energía generada por centrales térmicas con procesos de captura y almacenamiento geológico o biosecuestro de dióxido de carbono que tengan una eficiencia igual o superior en términos de kWh-generado por tonelada de dióxido de carbono equivalente emitida a la atmósfera a la eficiencia mínima que establezca la CRE y los criterios de emisiones establecidos por la SEMARNAT; n) Tecnologías consideradas de bajas emisiones de carbono conforme a estándares internacionales

En la Tabla 11 se puede observar las entidades federativas en las que se localiza la capacidad de generación a través de tecnologías limpias.

Tabla 11. Estados con mayor Capacidad de Tecnologías Limpias 2017

Tecnología	Estados con mayor capacidad disponible
Hidroeléctrica	Chiapas, Michoacán, Nayarit y Sinaloa
Nucleoeléctrica	Veracruz
Eólica	Oaxaca
Geotérmica	Baja California, Michoacán, Puebla y Nayarit
Solar	Durango, Chihuahua, Baja California Sur y Estado de México
Termosolar	Sonora
Bioenergía	Veracruz, Jalisco y San Luis Potosí
Cogeneración Eficiente	Tabasco y Veracruz

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

3.2.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA 2017 VS 2016

En la Tabla 12 se muestra la energía eléctrica generada y el número de centrales por tecnología de generación para el año 2016 y 2017. Destaca el aumento de centrales de cogeneración eficiente al pasar de 22 a 30, la solar que pasó de 17 a 23, la eólica de 41 a 45 y las de bioenergía de 75 a 77 en tan solo un año.

Sobresale que en diciembre 2017 entró en operación el primer proyecto ganador de una Subasta de largo Plazo, el “Parque Solar Villanueva 3”, en Villa Hidalgo, Coahuila, el cual inyectó energía al SEN 9 meses antes de la fecha programada para su inicio, con una generación promedio 4.18 MWh, misma que se incrementará gradualmente hasta alcanzar los 250 MW de su capacidad.

Se prevé que estos números continúen con la tendencia creciente gracias a que iniciarán operaciones los proyectos de generación eléctrica con fuentes limpias que se contrataron en las subastas de largo plazo. Los resultados se verán reflejados a partir de 2018, conforme las nuevas centrales de las dos primeras subastas se vayan incorporando a la operación.

Tabla 12. Generación de Energía Eléctrica 2017 vs 2016

Tecnología	Número de centrales		Energía eléctrica generada (GWh)		Variación (%)
	2016	2017	2016	2017	
Energías limpias	248	270	64,771	68,552	3.1
Hidroeléctrica	84	86	30,909	31,848	3.0
Nucleoeléctrica	1	1	10,567	10,883	3.0
Eólica	41	45	10,463	10,620	1.5
Geotérmica	8	8	6,148	6,041	-1.7
Solar	17	23	160	344	114.4
Bioenergía	75	77	1,471	1,884	28.1
Cogeneración Eficiente	22	30	5,053	6,932	37.2
Energías convencionales	517	443	254,495	259,765	2.1
Ciclo Combinado	71	83	160,378	165,245	3.0
Termoeléctrica Convencional	60	59	40,343	42,780	6.0
Carboeléctrica	3	3	34,208	30,557	-10.7
Lecho Fluidizado	2	2	3,826	4,329	13.1
Turbogás	128	131	12,600	12,848	2.0
Combustión Interna	253	248	3,140	4,006	27.6

Fuente: Secretaría de Energía con datos del PRODESEN.

Las tecnologías convencionales también muestran un aumento, debido al crecimiento de la demanda de energía en el país. Estas tecnologías no presentan una generación intermitente (algunas tecnologías limpias presentan intermitencia de generación), por lo cual son necesarias para mantener la confiabilidad en el Sistema Eléctrico Nacional.

Se ha enfatizado en la eficiencia de las centrales para reducir las emisiones de CO₂ al medio ambiente. Por ejemplo, de 2016 a 2017 se aumentó 3.0% en la generación de electricidad (4,867 GWh) de las plantas de ciclo combinado que tienen mayor eficiencia en comparación con las centrales termoeléctricas convencionales. Además, en 2017 alrededor del 40% de la generación eléctrica en las centrales termoeléctricas convencionales de CFE se realizó empleando gas natural en lugar de combustóleo con la consiguiente reducción en las emisiones (el gas natural emite alrededor de 37% menos CO₂ que el combustóleo por unidad de energía).

3.3. CAPACIDAD DE GENERACIÓN

3.3.1. POR TECNOLOGÍA

Una de las características más importantes de las unidades y plantas generadoras de electricidad es su capacidad de generación. La capacidad efectiva de generación se define como la potencia máxima que puede entregar una unidad en forma sostenida, verificada en las pruebas de aceptación y durante su operación.

Tabla 13. Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología (MW)

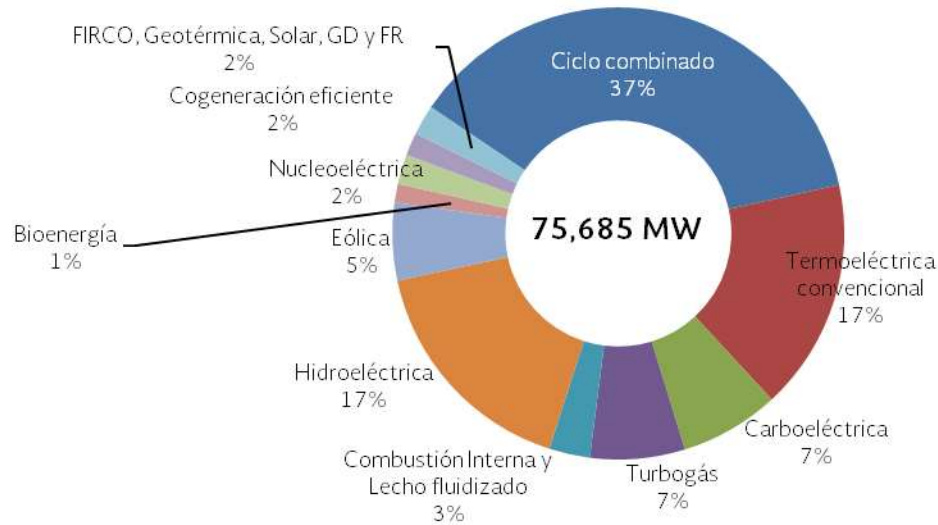
Tecnología	Capacidad 2016 ^{1/}	Capacidad 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Convencional	52,331	53,358	2.0
Ciclo combinado	27,274	28,084	3.0
Termoeléctrica convencional	12,594	12,546	-0.4
Carboeléctrica	5,378	5,378	0.0
Turbogás ^{4/}	5,052	5,136	1.7
Combustión Interna	1,453	1,634	12.5
Lecho fluidizado	580	580	0.0
Limpia	21,179	22,327	5.4
<i>Renovable</i>	18,529	19,462	5.0
Hidroeléctrica	12,589	12,642	0.4
Eólica	3,735	4,199	12.4
Geotérmica	909	926	1.9
Solar	145	214	47.4
Bioenergía ^{5/}	889	1,007	13.3
Generación Distribuida	248	434	75.3
FIRCO ^{6/}	14	40	182.2
<i>Otras</i>	2,651	2,865	8.1
Nucleoeléctrica	1,608	1,608	0.0
Cogeneración eficiente	1,036	1,251	20.7
Frenos regenerativos	6.61	6.61	0.0
Total^{7/}	73,510	75,685	3.0

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Incluye plantas móviles. 5/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. 6/ Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). 7/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.
1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ Incluye plantas móviles. 5/ Incluye uso de biomasa, bagazo de caña, biogás y licor negro como combustibles de acuerdo con la Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos. 6/ Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO). 7/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.
Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE, la CRE, el CENACE y la Subsecretaría de Planeación y Transición Energética.

A nivel nacional, en 2017 la capacidad de generación ascendió a un total de 75,685 MW, con un incremento de 3.0% en relación con 2016. Se registró un incremento de 5.4% en energías limpias (principalmente en renovables como son la eólica, la solar, la bioenergía y la hidroeléctrica), y un aumento de 2.0% en tecnologías convencionales, básicamente ciclo combinado y, en menor medida, combustión interna y Turbogás (Véase Tabla 13).

En el Gráfico 43 se presenta la capacidad nacional de generación por tipo de tecnología y su participación en el total.

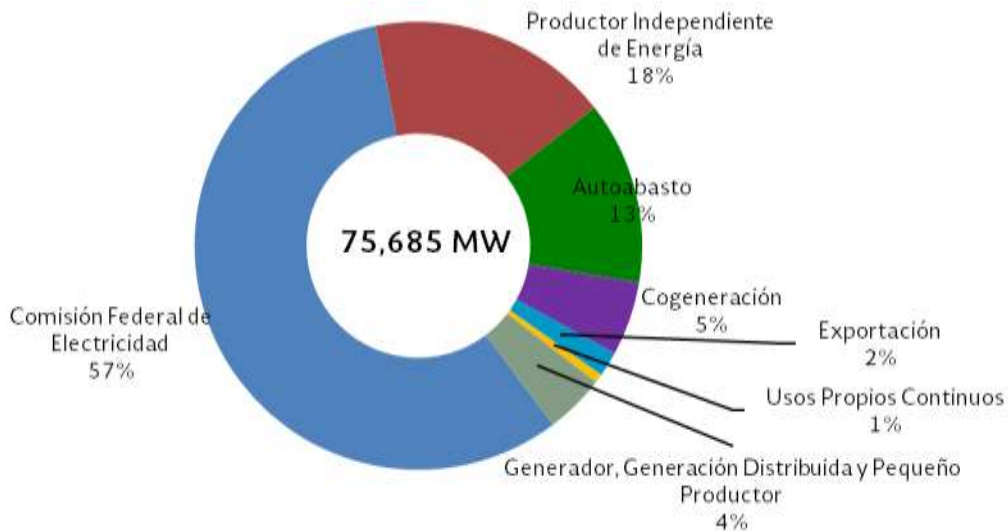
Gráfico 43. Capacidad Nacional por Tecnología 2017



Fuente: SENER con datos de CRE y CFE.

Si bien la capacidad de generación no presenta variaciones importantes en periodos cortos de tiempo, la entrada en operación de otros generadores (operadores) representa un cambio importante en la diversificación de la matriz energética del país (Véase Gráfico 44).

Gráfico 44. Capacidad de Generación a nivel Nacional por Operador 2017



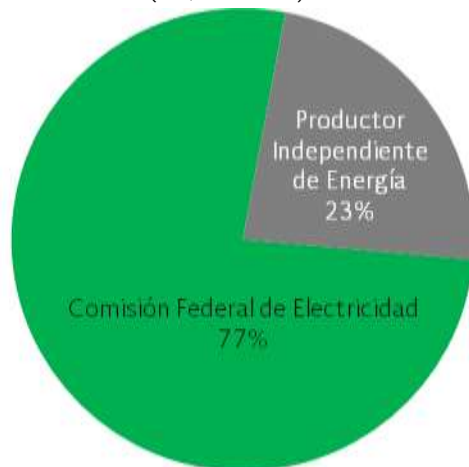
Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Del total de la capacidad de generación Nacional en 2017, corresponden 43,300 MW (57%) a las Empresas Productivas Subsidiarias de CFE, 13,247 MW (18%) a los Productores Independientes de Energía (PIE), 9,994 MW (13%) a Autoabastecimiento (AUT), 4,042 MW (5%) a Cogeneración (COG), 1,358 MW (2%) a Exportación (EXP), 477 MW (1%) a Usos Propios Continuos (UPC) y 3,268 MW (4%) a Generador (GEN), Fideicomiso de Riesgo Compartido (FIRCO), Generación Distribuida (GD) y Pequeños Productores (PEQ).

3.3.2. DE LA CFE

Al cierre de 2017, la capacidad de generación de la CFE y de los Productores Independientes de Energía (PIE) ascendió a 56,547 MW, de los cuales 43,300 MW (77%) correspondieron a la CFE y 13,247 MW (23%) a los PIE. Cabe aclarar que la capacidad de los Productores Independientes de Energía corresponde a la capacidad neta demostrada bajo contratos de largo plazo con la CFE (Véase Gráfico 45) y que actualmente forman parte de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Generación V.

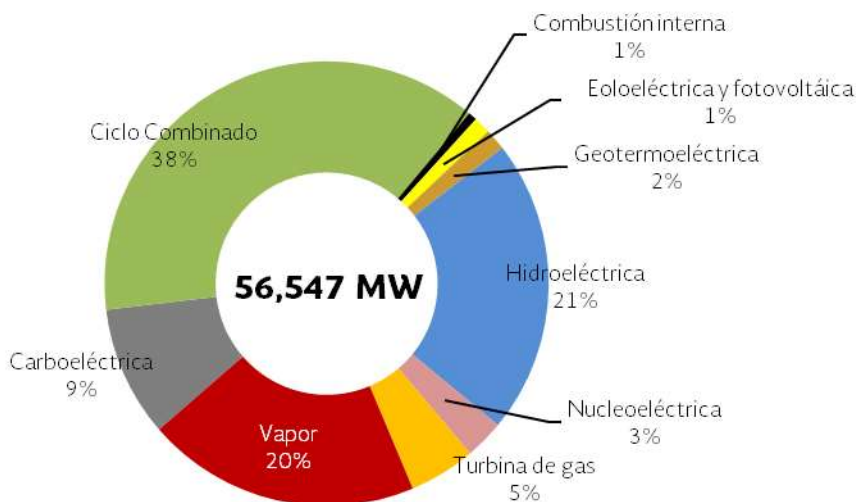
Gráfico 45. Capacidad disponible de PIE y de CFE
(56,547 MW)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

La composición la capacidad disponible de CFE (Empresa Productiva del Estado y antigua modalidad de CFE) y de Productores Independientes de Energía por tecnología en 2017, se observa en el Gráfico 46.

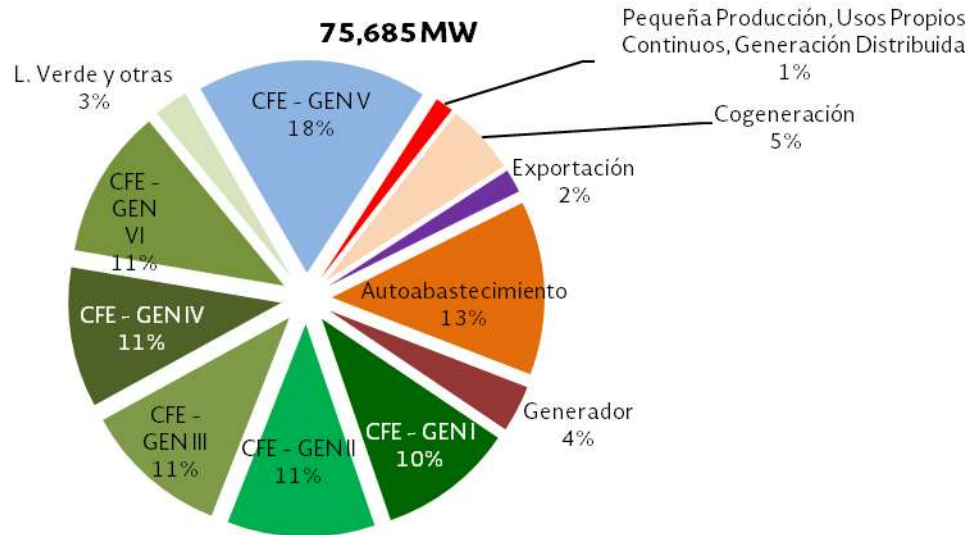
Gráfico 46. Capacidad disponible de CFE y PIE por Tecnología



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

Resultado de la Reforma Energética se realizó la separación de las Empresas Productivas Subsidiarias de CFE y el Gráfico 47 presenta el nuevo panorama en la capacidad de generación de energía eléctrica en el país, donde se aprecia una participación más homogénea y que la EPS Generación V, la cual integra a los Productores Independientes de Energía, tiene la mayor participación de todas (18% del total de la capacidad de generación en el país).

Gráfico 47. Capacidad de Generación a nivel Nacional por Operador 2017



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

3.4. ADICIONES Y RETIROS DE CAPACIDAD INSTALADA EN 2017

Durante 2017 la capacidad efectiva de generación de la CFE aumentó 32.6 MW respecto a lo registrado en 2016. Este aumento es el resultado de una adición de 39.2 MW y un retiro de 6.6 MW, conforme se indica a continuación en las Tablas 14 y 15.

Tabla 14. Adiciones de capacidad CFE y PIE 2017

Central	Unidad	Capacidad (MW)	Fecha
Central Hidroeléctrica General Ambrosio Figueroa (La Venta) ¹	Unidades 1 a 5	30.0	1 de enero de 2017
Central Hidroeléctrica Tuxpango ²	Unidad 3	1.1	1 de abril de 2017
Central Hidroeléctrica Tuxpango ²	Unidad 4	1.9	1 de abril de 2017
Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II ²	Unidad 3	2.8	1 de junio de 2017
Central de Combustión Interna Santa Rosalía ²	Unidad 3	0.7	1 de agosto de 2017

Central de Combustión Interna Santa Rosalía ²	Unidad 4	0.7	1 de agosto de 2017
Central de Combustión Interna Santa Rosalía ¹	Unidad 5	1.9	1 de agosto de 2017
Total		39.2	

Nota: La Central Ciclo Combinado Iberdrola Energía Baja California con una capacidad de 294 MW se incluyó en el reporte del año anterior con una fecha de entrada en operación del 31 de diciembre de 2016, aunque CFE reportó una fecha de entrada en operación del 31 de enero de 2017.

¹ Recuperación de capacidad efectiva.

² Incremento de capacidad efectiva.

Fuente: SENER con datos de CFE.

Tabla 15. Retiro de Capacidad CFE 2017

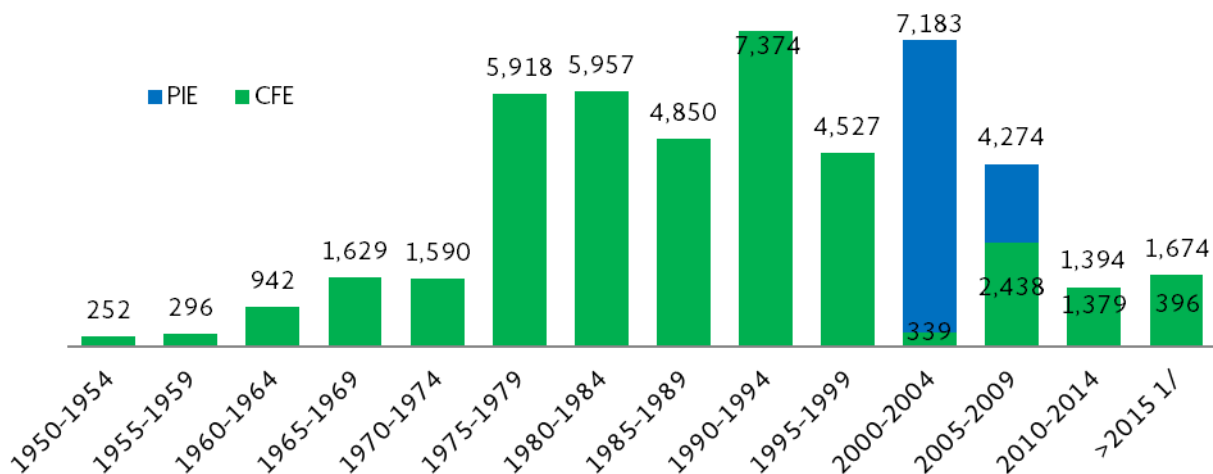
Central	Unidad	Capacidad (MW)	Fecha
Central de Combustión Interna Huicot	Unidades 1 a 16	1.2	1 de enero de 2017
Central de Combustión Interna Santa Rosalía	Unidad 16	1.3	1 de febrero de 2017
Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II ¹	Unidad 1	1.7	1 de junio de 2017
Central de Ciclo Combinado Agua Prieta II ¹	Unidad 2	2.5	1 de junio de 2017
Total		6.6	

¹ Decremento de capacidad efectiva.

Fuente: SENER con datos de CFE.

La capacidad de generación de CFE y PIE ha variado relativamente poco en los últimos años, ya que desde 2005 ha incorporado menos capacidad efectiva al total nacional (Véase Gráfico 48).

Gráfico 48. Adiciones de Capacidad efectiva de CFE y PIE (MW)



1.- En el periodo 2010-2017 la CFE adició 8,109 MW de nueva capacidad (incluye PIE), pero retiró 3,266 MW (incluye la baja de las 5 centrales hidroeléctricas que se regresaron al SME para su operación como generador privado), dando como resultado un incremento neto de 4,843 MW.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

3.5. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La Generación Distribuida (GD) es aquella que se realiza por un generador con una capacidad menor a 0.5 MW (denominado generador exento) y además se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de usuarios (Centros de Carga). La Ley de Transición Energética extiende este concepto al de Generación Limpia Distribuida (GLD) que es la Generación Distribuida a partir de energías limpias.

La Reforma Energética fomenta la GLD, como parte de las alternativas para aprovechar los recursos naturales de forma racional y sustentable, que permita apoyar la economía, la generación de empleos y la protección al medio ambiente, además de modificar el papel del consumidor pasivo de energía hacia un consumidor responsable y conocedor de la eficiencia de las energías limpias.⁶

En este sentido, la CRE publicó las disposiciones para la interconexión y compensación a la Generación Distribuida, la cual podrá realizar las siguientes actividades: a) Consumo de Centros de Carga, b) Venta de excedentes de electricidad y c) Venta total de energía eléctrica. Es decir, podrá vender sus excedentes o el total de su electricidad a través del Suministrador de Servicios Básicos y recibirá una contraprestación de acuerdo con la metodología establecida⁷, o bien a través de un Suministrador de Servicios Calificados bajo un régimen de competencia, por lo cual las dos partes deben acordar y convenir la contraprestación.

El Programa Especial de Transición Energética (PETE) 2013-2018 marca las acciones para cumplir con el objetivo de que al cierre de 2018 el 25% de la electricidad se genere con fuentes limpias. Además, este Programa propuso como meta incrementar la capacidad instalada de Generación Limpia Distribuida a 527 MW para el año 2018.⁸

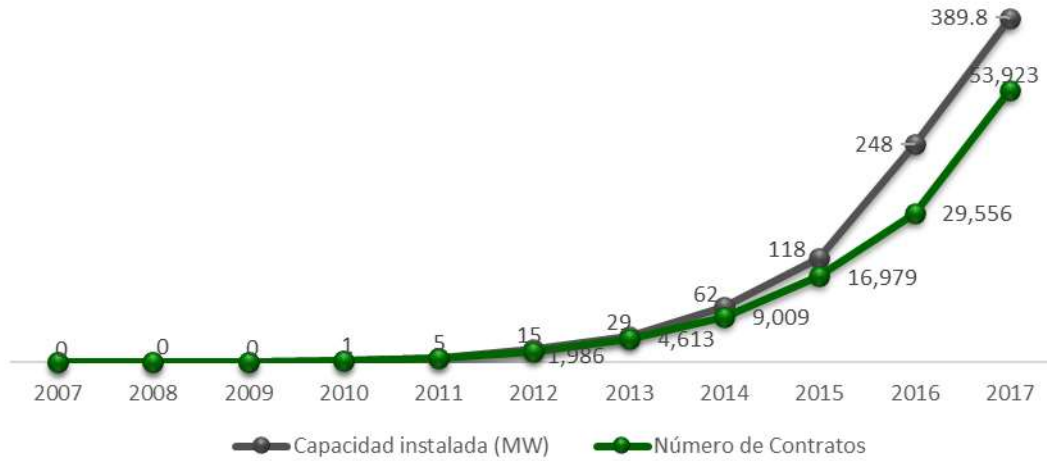
Entre 2014 y 2017 se han firmado 49,310 nuevos contratos de interconexión de Generación Distribuida, cifra 9.4 veces mayor al periodo comprendido entre 2007 y 2013. Tan sólo en 2017, el número de nuevos contratos firmados ascendió a más de veinticuatro mil. La capacidad instalada de Generación Distribuida en 2017 asciende a 389.8 MW, equivalente a 74% de la meta establecida para 2018. El Gráfico 49 muestra la capacidad instalada y número de contratos acumulados de Generación Distribuida.

⁶ Primer análisis sobre los beneficios de la Generación Limpia Distribuida y la Eficiencia Energética en México, 2017
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/201875/Beneficios_de_la_GLD_y_EE_en_Mexico.pdf

⁷ Resolución de la CRE por la que expide 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.
http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017

⁸ Programa Especial de Transición Energética, 2014-2018, Indicador 2.3 Incremento en la capacidad instalada en proyectos de generación limpia distribuida, página 62. <https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/213322/PETE.pdf>

Gráfico 49. Capacidad instalada y Contratos acumulados de Interconexión de GD 2007-2017

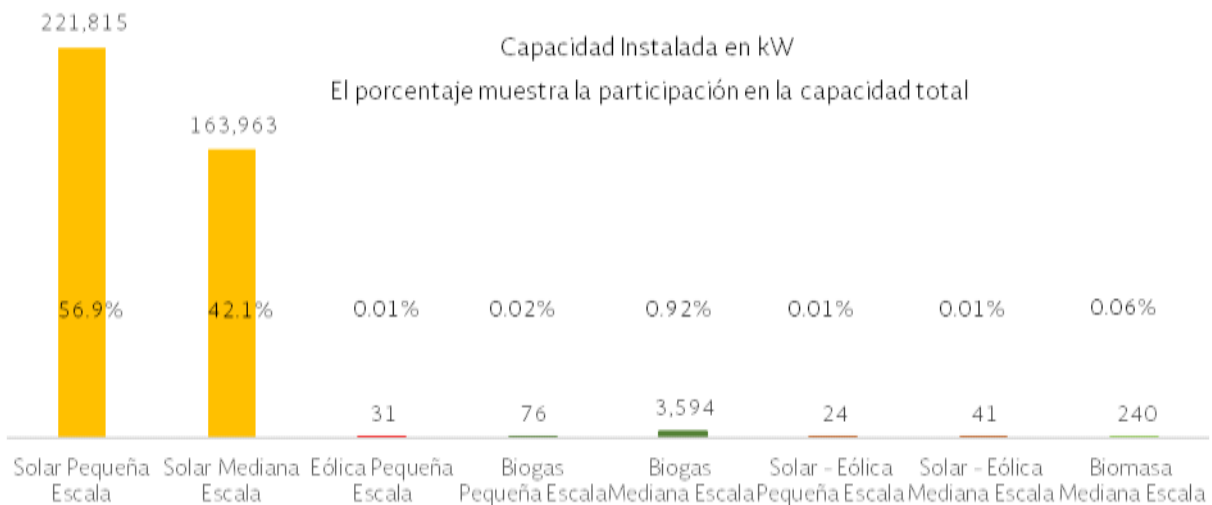


Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

La Generación Distribuida se divide en a) Pequeña escala cuya capacidad se encuentra entre 0 y 10 kW para uso residencial y hasta 30 kW para uso general en baja tensión, con tensión de interconexión menor a 1 kV, y b) Mediana escala cuya capacidad es menor a 500 kW y la tensión de interconexión es menor a 35 kV.

La principal tecnología empleada en la Generación Distribuida son los paneles fotovoltaicos que utilizan la energía solar para generar electricidad, pues representaron el 99.0% de la capacidad instalada en 2017, seguida de la generación de energía eléctrica por biogás y biomasa que sumaron 1.0%, mientras que los sistemas de generación eléctrica solar-eólica y eólicos tienen una participación marginal.

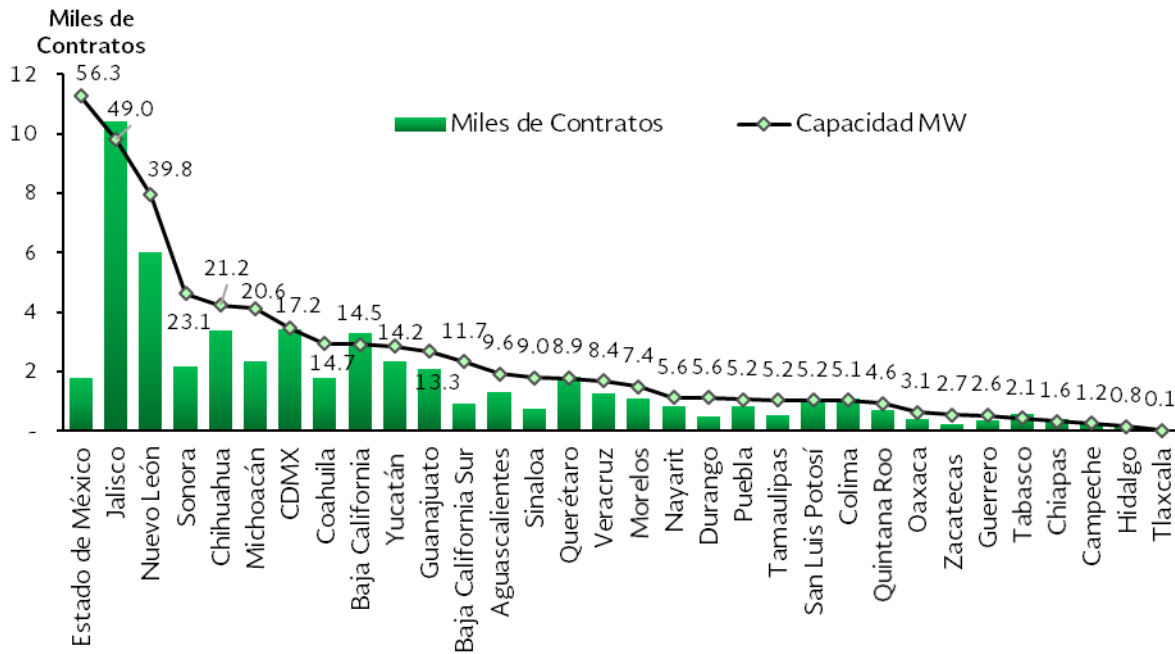
Gráfico 50. Distribución de Capacidad Instalada por Tecnología 2017



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

La capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa en 2017 se muestra en el Gráfico 51, donde se observa que los estados de México, Jalisco, Nuevo León, Sonora y Chihuahua tienen la mayor capacidad instalada, pues en conjunto representan el 48.6% del total.

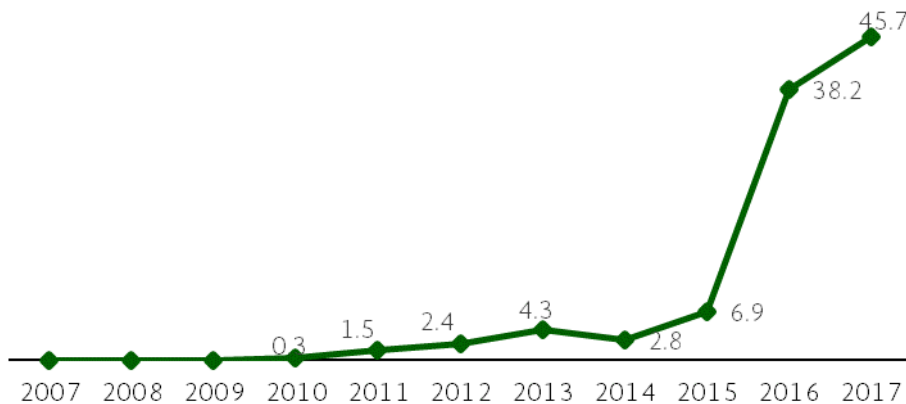
Gráfico 51. Capacidad de Generación Distribuida por Entidad Federativa 2017



Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

Durante 2017 el esquema de Generación Distribuida reportó una generación anual de electricidad de 45.7 GWh, con un crecimiento de 19.4% con respecto a 2016. El Gráfico 52 muestra que previo a la Reforma Energética (periodo 2007 -2013) este esquema solo generó 8.5 GWh.

Gráfico 52. Generación Anual de Energía Eléctrica por Generación Distribuida (GWh)



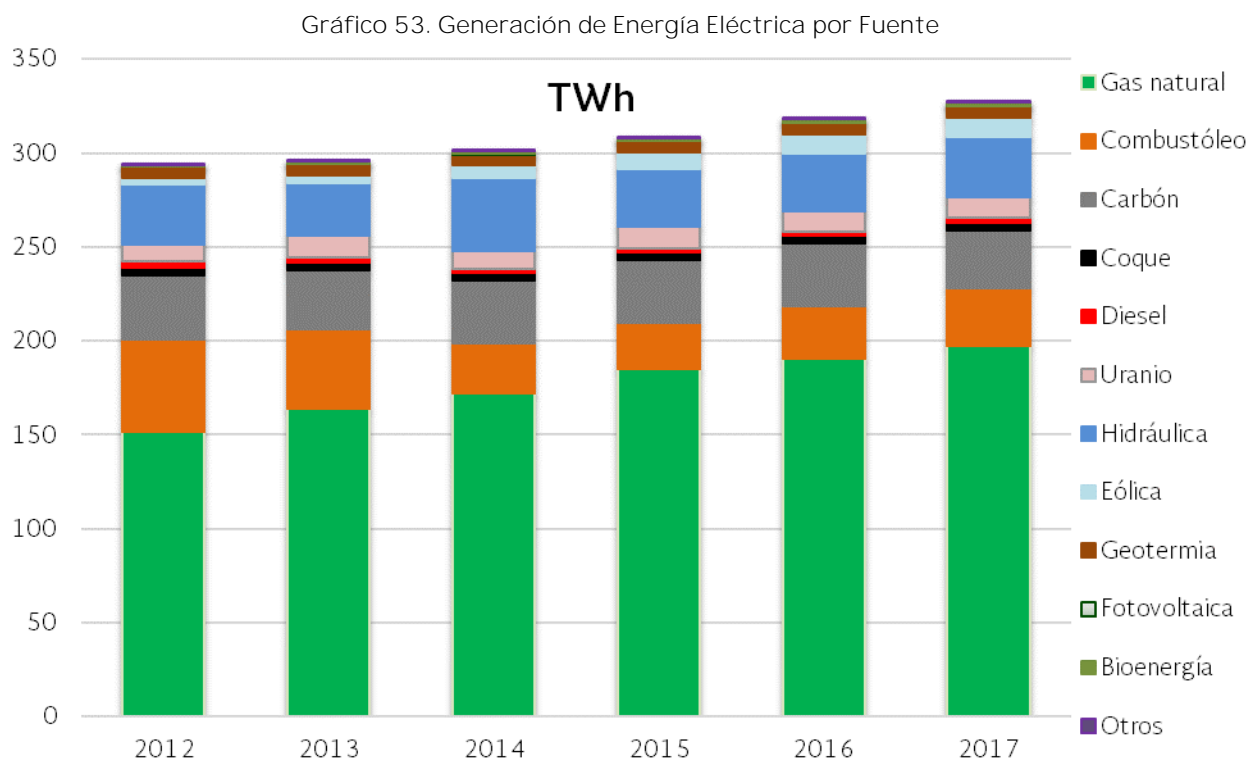
Fuente: Elaborado por SENER con datos de la CRE.

3.6. FUENTES DE ENERGÍA EMPLEADAS EN LA GENERACIÓN

En las últimas décadas, los ciclos combinados que usan gas natural han sido la principal tecnología utilizada en México para la generación de electricidad, ya que tienen una mayor eficiencia de aprovechamiento del combustible (entre 40% y 60%), menor inversión y emisiones contaminantes, además el precio del gas natural es más barato en comparación con otros combustibles fósiles.

En este sentido, de 2012 a 2017, se estima que la generación de energía eléctrica producida a partir de gas natural se incrementó 30%, mientras que la generación de electricidad con combustóleo, carbón y diésel disminuyó 38%, 10% y 13%, respectivamente.

Así la tendencia ha sido aumentar la generación eléctrica con base en gas natural con ciclos combinados y reducir la generación con combustóleo y diésel, además de incrementar el uso de las energías renovables (eólica y solar), ver Gráfico siguiente.



Nota: No incluye Generación Distribuida ni FIRCO.

Otros: Incluye gas LP, gas coque, licor negro, aceite residual y frenos regenerativos. Bioenergía incluye: bagazo, aserrín y biogás

Fuente: Preliminar. Estimación propia con datos de CFE y CRE

3.6.1. CONSUMO DE COMBUSTIBLES EN EL SECTOR ELÉCTRICO

Durante los últimos años, CFE ha mantenido la estrategia de reducción de combustibles caros y contaminantes como el combustóleo y el diésel por gas natural, de menor costo y más amigable con el ambiente,⁹ impulsando la instalación de centrales de ciclo combinado con gas natural con recursos propios o bien a través de los Productores Independientes de Energía, y la conversión, entre 2014 y 2018, de siete centrales termoeléctricas a combustión dual de CFE para que además de combustóleo, puedan utilizar gas natural para la generación eléctrica.¹⁰

Para lograr lo anterior, de 2013 a 2016 se incrementó la capacidad de transporte en los gasoductos del Sur de Estados Unidos que se interconectan en la frontera con Tamaulipas y se desarrollaron y pusieron en operación cuatro gasoductos (Los Ramones Fase I y Los Ramones Fase II, Agua Dulce – Frontera y Tucson – Sásabe).

Asimismo, la CFE licitó la construcción del Proyecto Noroeste, que consta de los gasoductos Sásabe – Puerto Libertad – Guaymas – El Oro – Mazatlán, el cual entró en operación en fases de 2014 a 2017. Además, se construyeron los gasoductos Tamazunchale – El Sauz, Morelos (Nativitas – Huexca), Zacatecas (Aguascalientes – Calera) y ampliación Mayacán (Nuevo Pémex).

Por su parte, la CFE realizó inversiones en la instalación de 14 gasoductos, 6 de los cuales ya entraron en operación y los otros 8 todavía están en construcción¹¹, cuya operación comercial se espera en el 2018¹², con lo que se incrementará la capacidad de transporte de gas natural en México.

No obstante, lo anterior, la disponibilidad de gas natural en México ha estado limitada debido a que la producción nacional de gas natural presentó una declinación a partir de 2010, a pesar del aumento en las importaciones, ver Gráfico 54.¹³

⁹ Informe Anual CFE 2015, pág. 8.

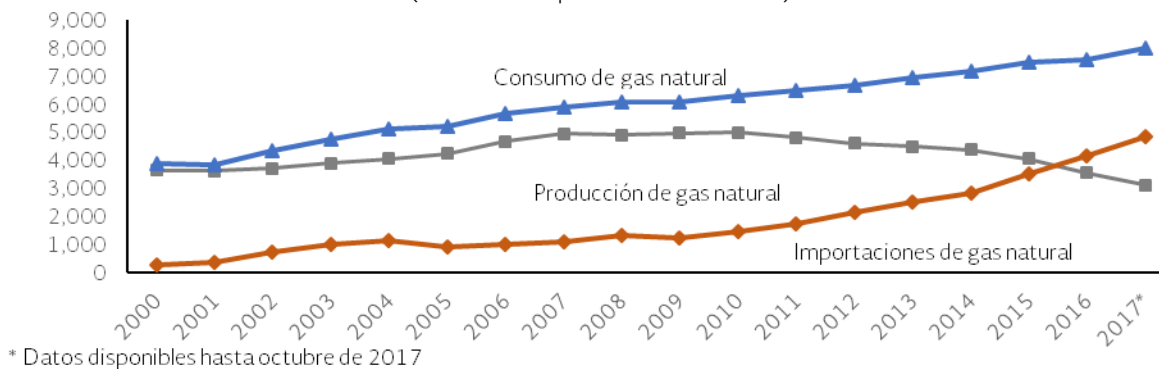
¹⁰ PRODESEN 2018-2032 pág. 177. 1) Manuel Álvarez Moreno, en Colima (700 MW en 2014); 2) Puerto Libertad en Sonora (632 MW en 2015); 3) Emilio Portes Gil, en Tamaulipas (300 MW en 2015); 4) Francisco Pérez Ríos, en Hidalgo (1,606 MW en 2015); 6) Villa de Reyes, en San Luis Potosí (700 MW en 2017); 7) Juan de Dios Bátiz Paredes en Sinaloa (320 MW en 2018); y 8) José Aceves Pozos, en Sinaloa (300 MW en 2018).

¹¹ Gasoductos en operación: Waha – Presidio (1,356 mmpcd en marzo de 2017), Waha – San Elizario (1,135 mmpcd en enero de 2017), San Isidro – Samalayuca (1,135 mmpcd en junio de 2017), Ojinaga – El Encino (1,356 mmpcd en junio de 2017), Ramal Villa de Reyes (julio de 2016) y Ramal Tula (mayo de 2016). Gasoductos en construcción: Tula - Villa de Reyes (886 mmpcd, para julio de 2018), Villa de Reyes - Aguascalientes (886 mmpcd para noviembre de 2018), Laguna – Aguascalientes (1,189 mmpcd para noviembre de 2018), Marino Sur de Texas – Tuxpan (2,600 mmpcd para octubre de 2018), Tuxpan – Tula (para diciembre de 2018), El Encino – La Laguna (1,500 noviembre de 2018), Samalayuca – Sásabe (472 mmpcd para noviembre de 2018) y Nueces – Bronsville (2,600 mmpcd para octubre de 2018).

¹² PRODESEN 2018-2032 pág. 83

¹³ En la última década el consumo nacional de gas natural se incrementó notablemente, con una Tasa Media de Crecimiento Anual (TMCA) de 3.0%, donde el consumo del sector eléctrico registró un mayor dinamismo con una TMCA de 5.0%.

Gráfico 54. Consumo, Producción e Importación de Gas Natural
(millones de pies cúbicos diarios)



Fuente: Secretaría de Energía, Prospectivas de gas natural y datos de la CNH.

Durante 2017 CFE utilizó una mayor cantidad de combustóleo y diésel para la generación de energía eléctrica en comparación con lo empleado en 2015 y 2016 debido a la limitación en el suministro de gas natural en combinación con el crecimiento del consumo eléctrico en el país y los relativamente bajos recursos hidrológicos disponibles (Véase Tabla 16) de consumo de combustóleo y diésel. No obstante, en 2017 el consumo de combustóleo y diésel fueron menores en 35.7% y 18.7% a la cantidad empleada en 2012.

Por su parte, el consumo de carbón para generación de energía eléctrica ha variado en función de las necesidades de generación local y los precios del carbón nacional e importado. En 2017 el consumo de carbón observó una caída de 13.2% y de 8.8% en comparación con el valor de 2016 y 2012, respectivamente.

Tabla 16. Consumo de Combustibles en CFE

Combustible	2012	2013	2014	2015	2016	2017*
Gas natural^{1/} (Millones de metros cúbicos)	12,128.2	13,012.5	13,550.8	15,365.0	16,016.8	15,090.7
Combustóleo (Miles de metros cúbicos)	11,697.3	9,792.8	6,433.3	5,995.4	6,525.2	7,516.9
Diésel (Miles de metros cúbicos)	709.3	616.1	330.7	343.5	473.0	576.7
Carbón (Miles de toneladas)	15,453.2	14,477.3	15,529.4	15,687.3	16,233.5	14,095.8

^{1/} Nota. No incluye el consumo de los Productores Independientes de Energía.

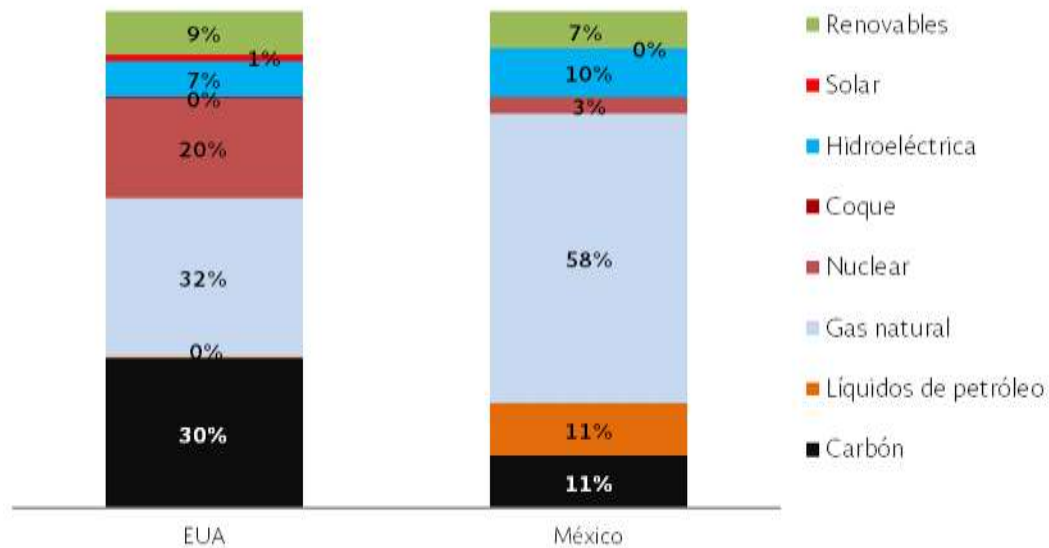
* Preliminar.

Fuente: SIE, SENER con datos de CFE.

3.6.2. COMPARACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA: MÉXICO VS. EUA

En el Gráfico 55 se presenta la estructura de generación de electricidad por fuente de energía primaria en los EUA y México.

Gráfico 55. Estructura de Generación de Electricidad 2017



*La estructura de generación se estimó con la generación bruta nacional (CFE + Privados), los diferentes combustibles (aceite residual, gas de alto horno, etc.) se agruparon dentro de combustibles similares (petrolíferos, gas natural, etc.).

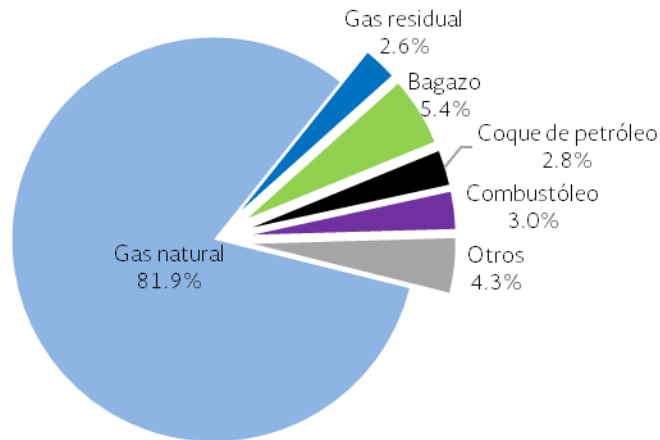
Fuente: Estimación propia con datos de CFE, CENACE y CRE y U.S. Energy Information Administration.

Del Gráfico 55, se puede observar que ambos países tienen una importante participación del gas natural en la generación de energía eléctrica, EUA sigue dependiendo en buena parte del carbón, combustible que mantiene relativamente estable su precio de compra, mientras que México conserva todavía una fracción importante de líquidos del petróleo (combustóleo y diésel), cuyo costo en el mercado es superior al del gas natural y el carbón.

3.7. CONSUMO DE COMBUSTIBLES DE PERMISIONARIOS

En 2017, el consumo de combustibles de los permisionarios (sin incluir a CFE) observó la siguiente distribución:

Gráfico 56. Distribución del Consumo de Combustibles de Permisos en 2017
(MMBTU)



Otros: incluye diésel, carbón, aceite residual, gas LP, etano, gas de alto horno y gas de coque.

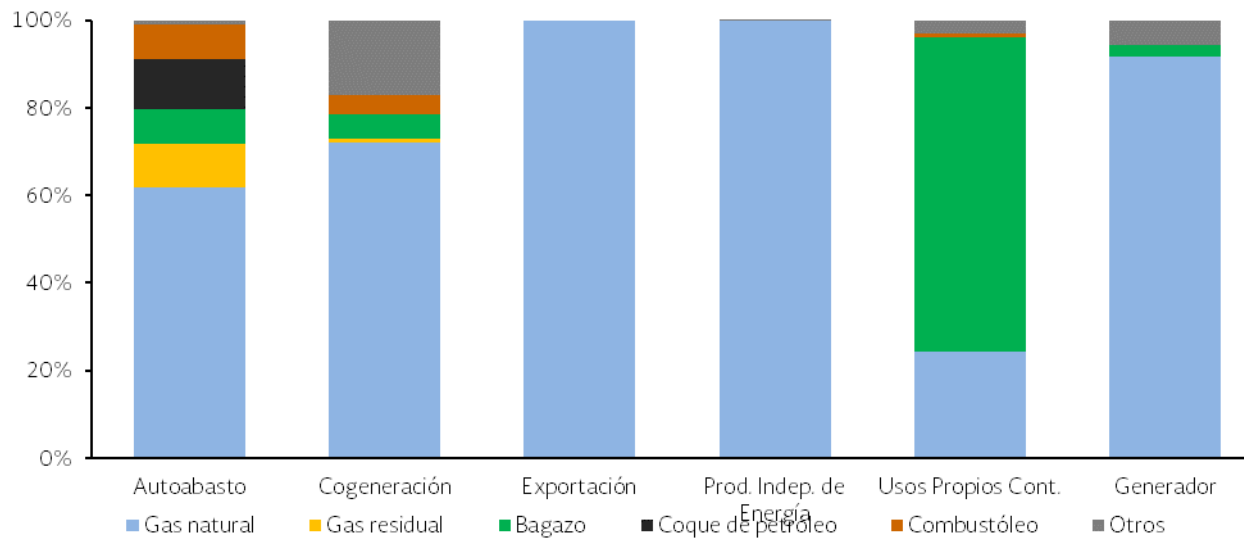
Bagazo: incluye bagazo, biogás, aserrín y licor negro.

Nota.- Solo permisionarios particulares (no se incluye a CFE).

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

Asimismo, en el Gráfico 57 es posible observar el consumo de combustible para cada tipo de permisionario en 2017.

Gráfico 57. Consumo de Combustibles por Permisario 2017
(MMBTU)



Otros: incluye diésel, carbón, aceite residual, gas LP, etano, gas de alto horno y gas de coque.

Bagazo: incluye bagazo, biogás, aserrín y licor negro.

Nota. - No se incluye a CFE en los Generadores.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE.

Los Productores Independientes de Energía y los exportadores emplearon prácticamente solo gas natural, ya que la mayor parte de sus centrales cuentan con tecnología de ciclo combinado que utilizan este energético, y una pequeña parte son centrales Eolo eléctricas.

Los permisionarios de Auto abasto consumieron el 92% de combustibles fósiles, siendo la mayor parte con gas natural, coque de petróleo y gas residual, seguido de bagazo (incluye biocombustibles), combustóleo y otros. Los permisionarios de Usos Propios Continuos concentran a una gran cantidad de los ingenios, seguido de los Auto abastecedores, y en el último año varios de los ingenios que tenían permiso de autogeneración lo cambiaron a Generador (GEN) y Cogenerador (COG), por lo que, en estos casos, el área verde representa biocombustibles, principalmente bagazo de caña.

3.8. EMISIONES DE BIÓXIDO DE CARBONO (CO₂)

El sector energía es uno de los que producen la mayor cantidad de emisiones de bióxido de carbono, que es el principal componente de los Gases de Efecto Invernadero (GEI), los cuales a su vez provocan el cambio climático.

En este sentido, México es miembro de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), donde se acordaron estrategias para detener el cambio climático entre las que se encuentra la reducción de la emisión de GEI.¹⁴

El Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC) reportó que en México se contabilizaron emisiones netas por 535 millones de toneladas de CO₂ (MTCO₂e) durante 2015, valor 2.8% superior al observado en 2013 (520 MTCO₂e) y en el Gráfico 58 se muestra la participación de los diferentes sectores en 2015¹⁵.

¹⁴ Inventarios Nacionales de Gases de Efecto Invernadero 2013- 2015, INECC:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/110175/CGCCDBC_2015_Tabla_inventario_nacional_GEyCEI_2013.pdf

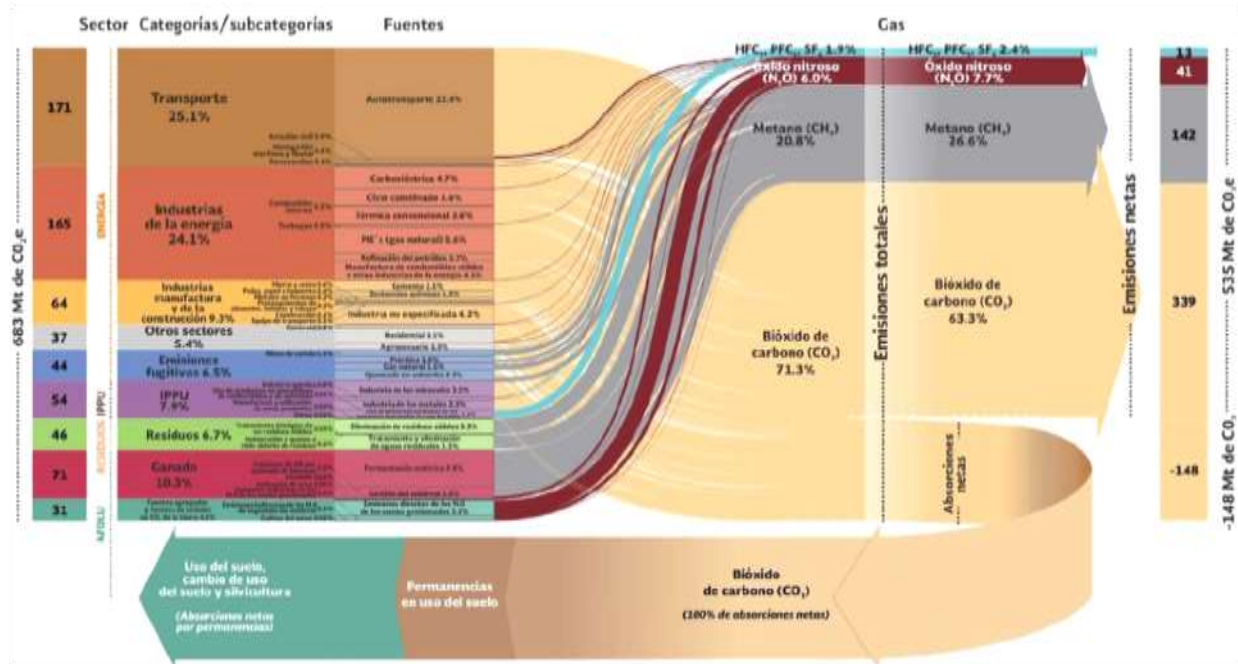
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/162807/CGCCDBC_2016_Tabla_inventario_nacional_GEyCEI_2014_Energia.pdf

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/207910/INEGyCEI_2015_IIN_marzo_2017.pdf

¹⁵ Gráfica del Inventario Nacional de Gases Efecto Invernadero 2015:

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/311180/Imagen_INEGYCEI_2015.pdf

Gráfico 58. Participación de los Sectores en las emisiones de GEI en México 2015.

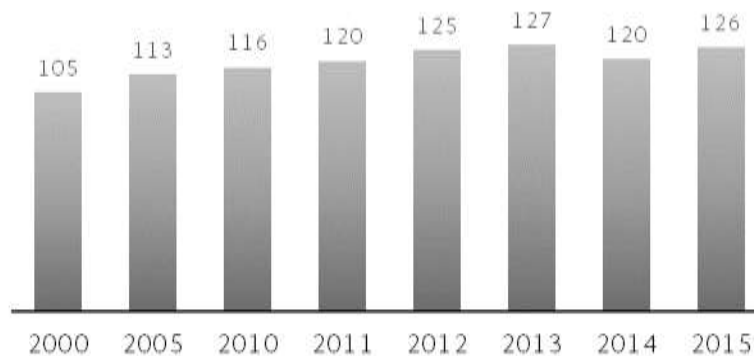


Fuente: INECC, SEMARNAT, Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero 2015.

La participación de la generación eléctrica en las emisiones netas de GEI en 2015 fue 23.4% y se redujo 0.5% al pasar de una emisión de 127 MT_{CO₂e} en 2013 a 126 MT_{CO₂e} en 2015, debido principalmente a la reducción en el uso de combustóleo para la generación de energía eléctrica en México.

El Gráfico 59 muestra la emisión de GEI provenientes de la producción de electricidad, que registra una tendencia ascendente en el periodo 2000 a 2013 y a partir de 2014 se observa una reducción en la trayectoria de la emisión total.

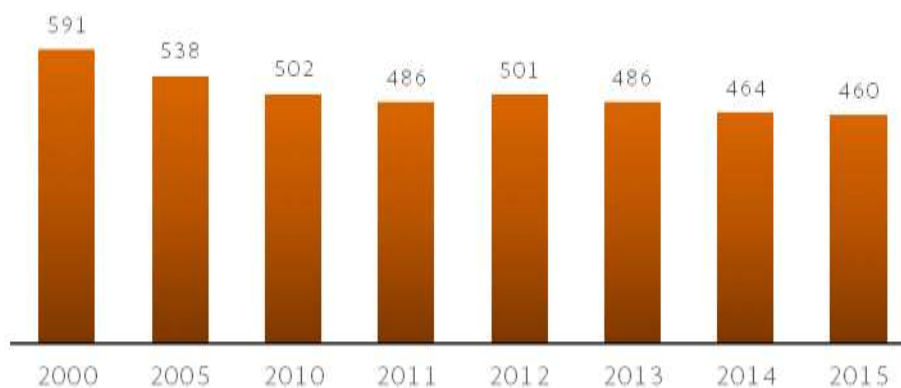
Gráfico 59. Emisión de GEI por Producción de Electricidad
(Millones de toneladas de CO₂e)



Fuente: Preliminar. Elaboración propia con datos de SEMARNAT, Inventarios GEI INEGyCEI1990_2015_IPCC2006.

Además, en el Gráfico 60 se observa una tendencia descendente en la emisión de bióxido de carbono por GWh de energía eléctrica generada en México.

Gráfico 60. Emisión de GEI por Generación Bruta de Electricidad
(Ton CO₂ /GWh)



Fuente: Preliminar. Elaboración propia con datos de SEMARNAT, Inventarios GEI INEGyCEI1990_2015_IPCC2006 y Generación bruta de electricidad en México sin considerar generación distribuida ni FIRCO.

Lo anterior se confirma con la disminución de 0.5% en la emisión de GEI atribuible a la generación de energía eléctrica durante 2015 en relación con 2013. Se observaron reducciones en las tecnologías Termoeléctrica (-31.0%) y la Dual (-30.3%) que se compensaron parcialmente con los incrementos registrados en las tecnologías Turbogás (79.7%), Ciclo Combinado de CFE (31.8%) y PIE (20.1%), Carboeléctrica (13.3%) y Combustión Interna (10.5%), según se puede apreciar en la Tabla 17.

Tabla 17. Emisiones de GEI por Generación Eléctrica en México, 2013 – 2015

Tecnología	Emisiones totales de GEI MTCO ₂ e			Variación (%) 2015/2013
	2013	2014	2015	
Carboeléctrica	17,310	19,135	19,618	13.3
Dual*	17,561	11,930	12,246	-30.3
Termoeléctrica	37,768	24,359	26,056	-31.0
Combustión interna	945	929	1,044	10.5
Turbogás	2,002	1,968	3,598	79.7
Ciclo combinado PIE	33,215	36,015	39,883	20.1
Ciclo combinado CFE	17,806	21,484	23,473	31.8
Total	126,608	115,820	125,917	-0.5

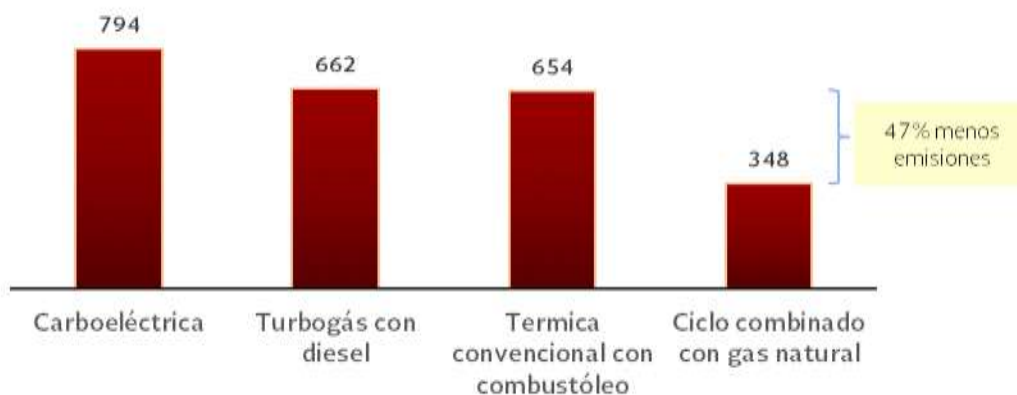
* Dual: centrales eléctricas configuradas para utilizar combustóleo y carbón.

Fuente: SENER con información de INECC y SEMARNAT.

La participación por tecnología de generación en las emisiones de GEI en México al cierre de 2015 fue de 51% Ciclo Combinado, dividido en PIE (32%) y CFE (19%), seguida de la termoeléctrica convencional (21%), carboeléctrica (16%) y dual (10%).

El Gráfico 61 presenta la emisión de bióxido de carbono en las diferentes tecnologías por cada MWh de energía eléctrica generada.

Gráfico 61. Emisiones de bióxido de carbono (CO₂) por tipo de Tecnología
(kg CO₂ / MWh)



Fuente: Valores estimado para centrales nuevas. CFE, Copar 2016.

Una de las estrategias de la industria eléctrica en México es la sustitución de combustibles caros y contaminantes, como lo es el combustóleo y el diésel, por fuentes más baratas y amigables con el medio ambiente, como lo son el gas natural y las energías renovables. Entre 2012 y 2017, el consumo de combustóleo para la generación de energía eléctrica en CFE se redujo en 36.9% y por ende las emisiones de CO₂ asociadas. Esto significó pasar de 201 mil barriles/día en 2012 a alrededor de 127 mil barriles al día en 2017¹⁶.

Para 2018, con la entrada en operación de nuevos gasoductos, centrales convertidas, nuevas centrales de ciclo combinado y de energías renovables, la CFE se ha propuesto una meta ambiciosa para reducir su consumo de combustóleo en un 90% respecto al volumen utilizado en 2012. Es decir, pasará de consumir 201 mil barriles al día a solo 20 mil barriles al día¹⁷.

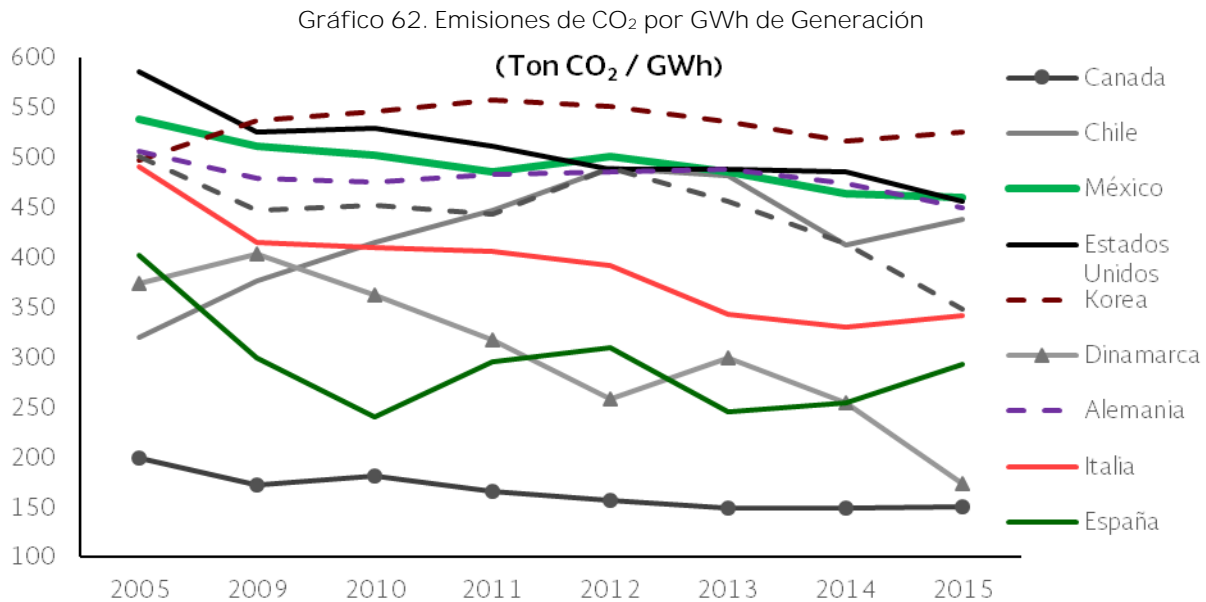
Con esto, las emisiones de bióxido de carbono ocasionadas por el uso de combustóleo también disminuirían en 90%, lo que equivale a reducir los 34 millones de toneladas emitidas en 2012 a 3 millones de toneladas aproximadamente en 2018. No obstante, a ese resultado se le debe adicionar las emisiones de CO₂ por el uso de gas natural en lugar de combustóleo. Por ejemplo y suponiendo que el combustóleo que se deja de usar fuera sustituido por gas natural las

¹⁶ Fuente: SENER con datos de CRE y CFE

¹⁷ Fuente: Plan de Negocios CFE, 2017.

emisiones adicionales de CO₂ estimadas por esa sustitución serían del orden de 14 MTCO₂. Con ello la reducción neta por el uso de estos combustibles sería de 17 MTCO₂.¹⁸

De acuerdo con datos de la OCDE¹⁹, México ha logrado reducir 8.2% las emisiones de bióxido de carbono por kWh de generación eléctrica entre 2012 y 2015, y esta disminución valor se incrementa hasta 14.5% si se compara con datos de 2005 (Véase Gráfico 62).



Fuente: OCDE/ IEA Statistics 2017 CO2 emissions from fuel combustion.

De los países seleccionados, Chile y Corea incrementaron 36.9% y 5.8% sus niveles de emisiones de CO₂ por kWh de energía eléctrica generada en el periodo 2005-2015. Sin embargo, la mayoría de los países seleccionados han observado una tendencia descendente en el periodo de análisis.

3.9. IMPUESTOS AL CARBONO

Desde 2014 la Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios establece cuotas aplicables a los combustibles fósiles de acuerdo con su contenido de carbono, que se basa en el principio de “quien contamina paga”, por lo que induce a la adopción de tecnologías más limpias en la producción de bienes y servicios y desincentiva las emisiones de gases efecto invernadero.

Estas cuotas se actualizan anualmente y entran en vigor a partir del 1 de enero de cada año. Para tal efecto se calcula un factor que se obtiene al dividir el Índice Nacional de Precios al

¹⁸ Estimación propia SENER, con datos de CFE e IPCC: 34 MTCO₂ de combustóleo en 2012 menos (3 MTCO₂ de combustóleo en 2018 más 14 MTCO₂ de gas natural en 2018) = 17 MTCO₂.

¹⁹ Libro Statistics 2017 CO2 emissions from fuel combustion. OCDE.

Consumidor (INPC) del mes de noviembre del año anterior (2016) entre el INPC correspondiente al penúltimo año (2015). Dicho factor se multiplica por la cuota anterior y se obtiene el impuesto del siguiente año (2017).

En la Tabla 18 se presenta el impuesto por unidad de medida para cada combustible utilizado en la industria eléctrica. Por cada unidad de medida se determinó un impuesto fijo para el año en curso. En general, la cuota aumentó 3.3% de 2016 a 2017 en comparación con el incremento de 2.2% de 2015 a 2016 y de 4.1% de 2014 a 2015.

Tabla 18. Cuotas aplicables a los Combustibles Fósiles de acuerdo con la LIEPS*

Combustible	Toneladas de CO ₂ por Unidad de medida	Unidad de medida	Impuesto por Unidad de medida		Unidad Monetaria	Variación (%)
			2016	2017		
Diésel	0.0028669	1 litro	13.40	13.84	Centavos por litro	3.3
Combustóleo	0.0032268	1 litro	14.31	14.78	Centavos por litro	3.3
Coque de Petróleo	2.547	1 tonelada	16.60	17.15	Pesos por tonelada	3.3
Carbón Mineral	2.426	1 tonelada	29.31	30.28	Pesos por tonelada	3.3

* Ley del Impuesto Especial sobre Producción y Servicios

Fuente: Diario Oficial de la Federación, COPAR e IPCC. La masa de toneladas de CO₂ calculada para el carbón mineral se hizo de acuerdo con un promedio simple entre el carbón importado y el carbón doméstico.

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5467669&fecha=27/12/2016

http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5467669&fecha=27/12/2016

4. TRANSMISIÓN

En 2017, la Red Nacional de Transmisión estaba conformada por líneas de alta tensión con una longitud total de 107,042 kilómetros (km), en un rango de tensión entre 69 y 400 kV, con un incremento total en su longitud de 2,909 km (2.8%) en relación con el año anterior (Véase Tabla 19).

Tabla 19. Longitud de Líneas de Transmisión
(Kilómetros)

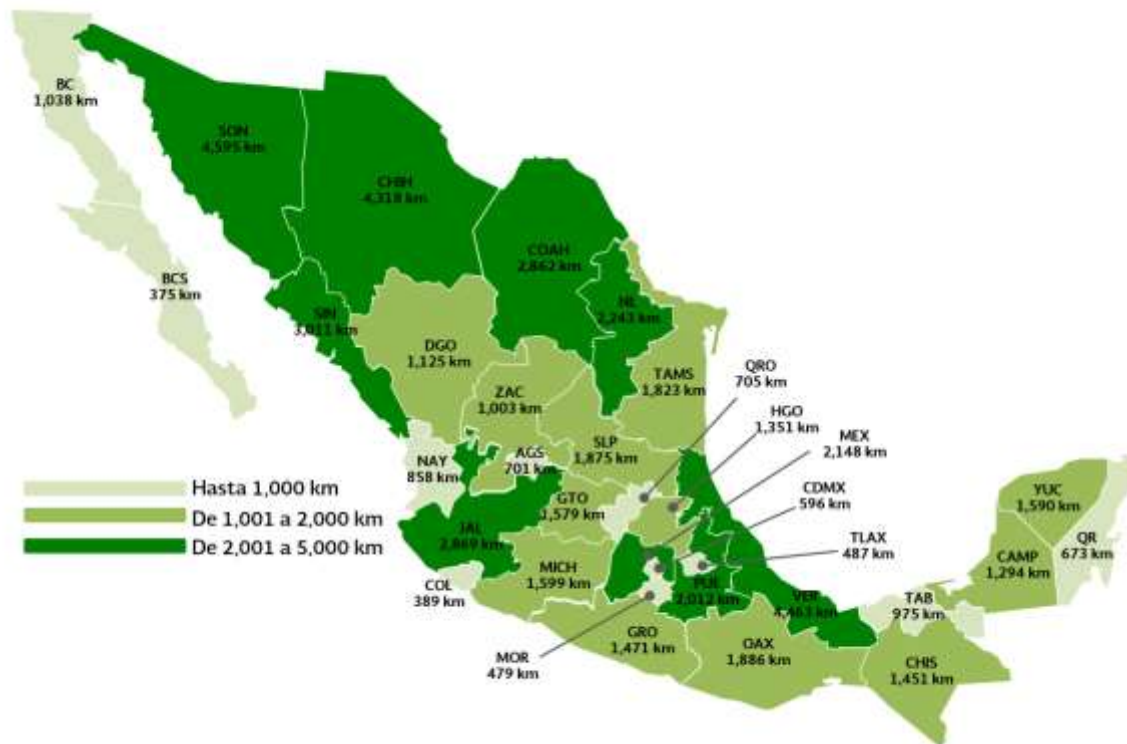
Líneas de transmisión	Longitud 2016 ^{1/}	Longitud 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
CFE	102,391	103,665	1.2
Transmisión (161 a 400 kV)	52,061	52,606	1.0
Nivel de Tensión 400 kV	24,324	24,356	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	27,214	27,731	1.9
Nivel de Tensión 161 kV	523	518.87	-0.8
Transmisión (69 a 138 kV) ^{4/}	50,330	51,059	1.4
Nivel de Tensión 138 kV	1,152	1,691	46.8
Nivel de Tensión 115 kV	46,326	46,893	1.2
Nivel de Tensión 85 kV	180	132.68	-26.3
Nivel de Tensión 69 kV	2,672	2,343	-12.3
Otras	1,742	3,378	93.9
Nivel de Tensión 400 kV	390	390	0.1
Nivel de Tensión 230 kV	1,352	1,365	0.9
Nivel de Tensión 115 kV	-	960	-
Nivel de Tensión 85 kV	-	662	-
Total Transmisión ^{5/}	104,133	107,042	2.8

1/ Datos revisados. 2/ Información preliminar al cierre de 2017. 3/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 4/ La Subdirección de Transmisión (S.T.) de la CFE reporta las líneas de 400, 230 y 161 kV y en particular de acuerdo con convenio, líneas que atiende menores a 161 kV de longitud pequeña. 5/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

Por entidad federativa, destacan por su longitud las líneas de transmisión en alta tensión (230 y 400 kV) de los estados de Sonora, Veracruz, Sinaloa, Jalisco, Chihuahua, Coahuila, Nuevo León y Puebla, en función principalmente a su extensión territorial y/o grado de desarrollo industrial, agropecuario y ganadero (Véase Mapa 2).

Mapa 2. Longitud de las Líneas de Transmisión (230 y 400 kV) por Entidad Federativa 2017
(Kilómetros)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

4.1 CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN POR REGIÓN DE CONTROL

En 2017 la capacidad de Transmisión del SEN fue de 76,697 MW, lo que representó un crecimiento de 2,489 MW (3.4%) respecto al año anterior. De dicha capacidad, 74,929 MW correspondieron al SIN y 1,768 MW a Baja California y Baja California Sur.

Las regiones de control que registraron los mayores crecimientos fueron: Noroeste con 14.8%, Norte con 6.7% y Occidental con 6.0% (Véase Tabla 20).

Tabla 20. Capacidad de Transmisión por Región de Control
(Megawatt)

Región de Control	Capacidad 2016 ^{1/}	Capacidad 2017 ^{2/}	TCA (%) ^{3/}
Central	11,400	11,650	2.2
Oriental	16,550	16,450	-0.6
Occidental	12,450	13,200	6.0
Noroeste	6,060	6,955	14.8
Norte	4,110	4,385	6.7
Noreste	18,670	18,960	1.6
Peninsular	3,210	3,329	3.7
Baja California	1,488	1,498	0.7
Baja California Sur ^{4/}	270	270	0.0
SIN ^{5/}	72,450	74,929	3.4
SEN ^{5/}	74,208	76,697	3.4

^{1/} Datos revisados ^{2/} Información preliminar. ^{3/} TCA: Tasa de Crecimiento Anual. ^{4/} Sistema La Paz (la región Mulegé es un sistema aislado por lo que no cuenta con enlaces). ^{5/} Los totales pueden no coincidir por redondeo.

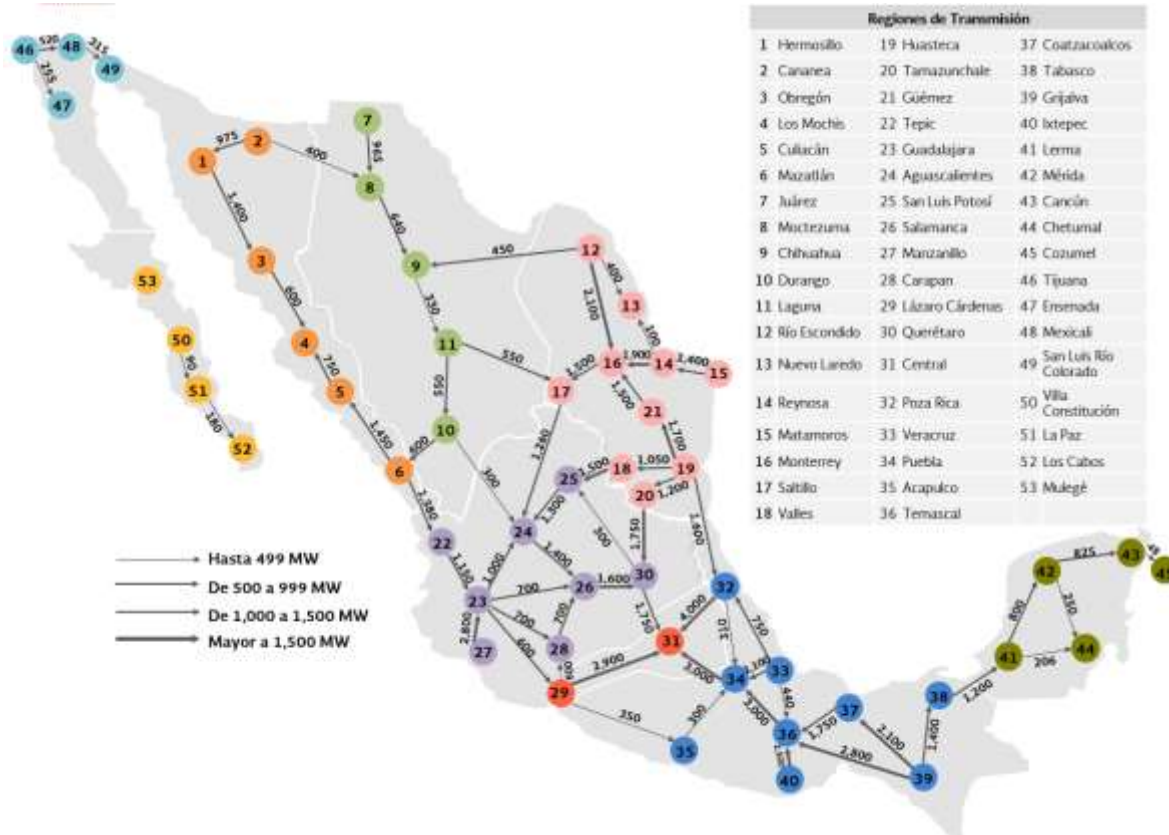
Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

4.2 ENLACES DE TRANSMISIÓN

Un enlace de Transmisión es una serie de componentes y equipos que trabajan en conjunto para intercambiar volúmenes de electricidad entre diferentes ubicaciones de la red eléctrica.

La Red Nacional de Transmisión se agrupa en un total de 53 regiones de transmisión: 45 de ellas están interconectadas entre sí a través de 63 enlaces que configuran el SIN; las 8 regiones restantes pertenecen a los sistemas aislados de la Península de Baja California, de las cuales 7 están interconectadas entre sí y conforman 5 enlaces, en tanto que el sistema Mulegé está aislado y no cuenta con enlaces (Véase Mapa 3).

Mapa 3. Capacidad de Enlaces entre las 53 Regiones de Transmisión del SEN en 2017
(Megawatt)



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

En 2017, la capacidad total de los enlaces de transmisión del SEN fue de 76,697 MW, siendo 3.4% superior a la registrada en 2016. De dicho total, 74,929 MW correspondieron al SIN y 1,768 MW a los sistemas aislados de la Península de Baja California.

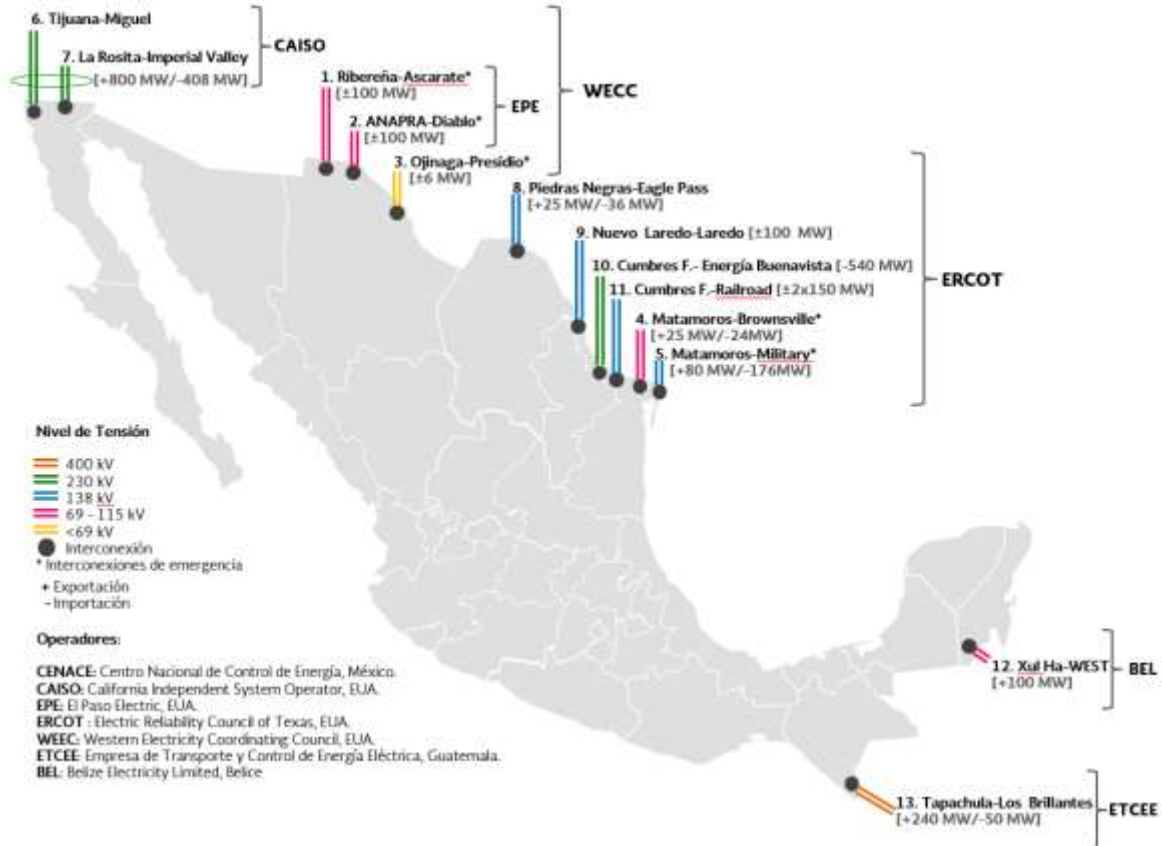
La mayor capacidad de enlaces de transmisión se concentra en la región de control Noreste con el 24.7% del total. Por otra parte, la región de control Noroeste observó el mayor aumento en la capacidad de transmisión con 895 MW, lo que representó un crecimiento anual de 14.8%.

La información sobre la capacidad de enlaces entre las 53 regiones de transmisión del SEN 2017 se puede consultar en el siguiente enlace: <https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-33462>. Dar un clic en Capítulo 2 para bajar archivo en Excel y otro clic en Anexo Tabla 2.3.1.B.

4.3. INTERCONEXIONES TRANSFRONTERIZAS

En México existen 13 interconexiones internacionales con Norte y Centroamérica, de las cuales 11 se encuentran en la frontera con Estados Unidos de América y 2 con Centroamérica. En el Mapa 4 se presentan las capacidades de las interconexiones con Norteamérica y Centroamérica.

Mapa 4. Capacidad de las Interconexiones Internacionales 2017



Fuente: Elaborado por la SENER con datos del CENACE.

4.3.1. INTERCONEXIONES CON NORTEAMÉRICA

Se cuenta con seis interconexiones permanentes que permiten la exportación e importación de energía eléctrica, dos ubicadas entre Baja California, México y California y Texas, y tres entre Tamaulipas y Texas.

- 1) Tijuana-Miguel
- 2) La Rosita-Imperial Valley
- 3) Piedras Negras-Eagle Pass
- 4) Nuevo Laredo-Laredo
- 5) Cumbres F.-Planta Frontera
- 6) Cumbres F.-Railroad

Existen otras cinco interconexiones que son de emergencia a lo largo de la frontera:

- 7) Ribereña-Ascárate
- 8) ANAPRA-Diablo
- 9) Ojinaga-Presidio
- 10) Matamoros-Brownsville
- 11) Matamoros-Military

4.3.2. INTERCONEXIONES CON CENTROAMÉRICA

Existen dos tipos de interconexiones internacionales con Centroamérica, una se localiza en Quintana Roo y se enlaza con Belice, y la otra se ubica en Chiapas y se interconecta con Guatemala:

- 12) Xul Ha-West
- 13) Tapachula-Los Brillantes

5. DISTRIBUCIÓN

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 3, Fracción XXXVI de la Ley de la Industria Eléctrica, las Redes Generales de Distribución²⁰ (RGD) son Redes Eléctricas que se utilizan para distribuir energía eléctrica al público en general. El 29 de marzo de 2016 fue publicado en el Diario Oficial de la Federación, el Acuerdo para la creación de la empresa productiva subsidiaria CFE Distribución.

Con base en información proporcionada por la CFE, relativa al Balance Nacional de Energía al cierre de 2017, el proceso de Distribución recibió un volumen de energía eléctrica de 299,094.3 GWh, siendo este volumen 4.0% superior al registrado el año anterior, en tanto que las pérdidas de energía en dicho proceso fueron por un volumen de 34,721.3 GWh (11.60%) de la energía recibida. Estas pérdidas en el proceso de distribución fueron de tipos técnico y no técnico, con una mejora de 0.76 puntos porcentuales respecto al porcentaje de 12.36% registrado en 2016.

5.1 LONGITUD DE LÍNEAS DE DISTRIBUCIÓN

Al cierre de 2017, CFE Distribución contaba con líneas de distribución con una longitud de 829,925 km en niveles de voltaje menores a 69 kV, con una reducción de 1,162 km (-0.1%) en relación con el año anterior.

En ese mismo año, CFE Distribución dejó de atender líneas con una longitud 51,969 km en niveles de voltaje de 138, 115, 85 y 69 kV y las transfirió a CFE Transmisión; en cambio, recibió de CFE Transmisión 50,806 km de líneas en media y baja tensión (como parte de la reasignación de activos entre ambas Empresas Productivas Subsidiarias), lo que resultó en una disminución neta de 1,162 km (0.1%) en la longitud de líneas de CFE Distribución (Véase Tabla 21 y Mapa 5).

²⁰ De acuerdo con los TESL, al proceso de distribución le corresponden las RGD en media y baja tensiones menores a 69 kV, de manera que actualmente se integran por las redes en media tensión (de 1 kV a 34.5 kV) y las redes de baja tensión (niveles menores a 1 kV).

Tabla 21. Líneas de Distribución
(Kilómetros)

Líneas de Distribución	Longitud 2016	Longitud 2017	TCA ^{1/} (%)
Distribución CFE	779,119	829,925	6.5
Nivel de Tensión 34.5 kV	80,013	83,152	3.9
Nivel de Tensión 23 kV	65,047	73,119	12.4
Nivel de Tensión 13.8 kV	317,118	350,556	10.5
Nivel de Tensión 6.6 kV	127	127	0
Nivel de Tensión 2.4 kV	9	9	0
Nivel de Tensión baja	316,805	322,962	1.9
Otras^{2/}	51,969	0	0
Total^{3/}	831,087	829,925	-0.1

1/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 2/ CFE Distribución, en el 2017 deja de reportar líneas que atendía a 138, 115, 85 y 69kV y que fueron transferidas a CFE Transmisión. 3/ Los totales pueden no coincidir por redondeo.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Mapa 5. Longitud de Líneas de Distribución por Unidad de Negocio en 2017



MT: Media Tensión. BT: Baja Tensión.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de la CFE.

En 2017 la infraestructura de distribución del SEN dio servicio eléctrico a 42.2 millones de usuarios en las 16 divisiones o unidades de negocio de distribución, con un aumento de 3.5% en el número de usuarios respecto al año anterior (Véase Mapa 6).

Mapa 6. Unidades de Negocio de Distribución



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

5.2 CAPACIDAD DE SUBESTACIONES DE DISTRIBUCIÓN

Las subestaciones eléctricas de distribución son denominadas reductoras, las cuales reducen el nivel límite más bajo de tensión para transmisión, de 69 kV, a niveles de tensión menores en media y baja tensiones para distribuir la energía eléctrica en los centros de carga de los usuarios finales.

En 2017, CFE Distribución contó con 2,208 subestaciones y 3,163 transformadores de potencia con capacidad de transformación total de 74,133 MVA (incluyendo subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución), esta última cantidad con un crecimiento de 7.5% en relación con el año anterior (Véase Tabla 22 y Mapa 7).

Tabla 22. Subestaciones con Transformadores parte de las RGD

Concepto	Unidad	2016	2017	TCA ^{1/} (%)
Alta Tensión – Media Tensión^{2/}				
Subestación	Pieza	1,654	1,733	4.8
Transformador	Pieza	2,558	2,771	8.3
Capacidad	MVA	66,613	71,749	7.7
Media Tensión – Media Tensión				
Subestación	Pieza	335	349	4.2
Transformador	Pieza	380	392	3.2
Capacidad	MVA	2,359	2,384	1.1
Subestaciones de maniobras en Distribución^{3/}	Piezas		126	

1/ TCA: Tasa de Crecimiento Anual. 2/ Incluye subestaciones transferidas de CFE Transmisión a CFE Distribución. 3/ Subestaciones incorporadas a CFE Distribución como resultado de la estricta separación legal. Información preliminar al cierre de 2017.

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

Mapa 7. Capacidad y Subestaciones de Distribución por Unidad de Negocio



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución. 5.3 Transformación en distribución

En 2017, el número total de transformadores de media a baja tensión en funcionamiento para el servicio de distribución fue de 1,469,458, con una capacidad total de 54,366 MVA, habiendo observado un crecimiento anual de 1.6% en ambos casos. (Véase Tabla 23 y Mapa 8).

Tabla 23. Transformadores de CFE Distribución

Concepto	Unidad	2016	2017	TCA ¹ / (%)
Cantidad	Pieza	1,446,529	1,469,458	1.6
Capacidad	MVA	53,528	54,366	1.6

Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE.

Mapa 8. Capacidad y Transformadores de Distribución por Unidad de Negocio



Fuente: Elaborado por la SENER con datos de CFE Distribución.

5.3. FONDO DEL SERVICIO UNIVERSAL ELÉCTRICO (FSUE)

La Reforma Energética tiene una fase social y humana que busca dar equidad a la población mexicana a través de la universalización del acceso al servicio de electricidad, por lo que la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 113 establece que el Gobierno Federal promoverá la electrificación de comunidades rurales y zonas urbanas marginadas en coordinación con las entidades federativas y los municipios.

Para ello, la Secretaría de Energía estableció y supervisa la administración del Fondo de Servicio Universal Eléctrico²¹, que se integra principalmente con los recursos generados por el excedente de ingresos que resulte de la gestión de pérdidas técnicas en el Mercado Eléctrico Mayorista, y tiene como objetivo financiar las acciones de electrificación en las comunidades rurales y las zonas urbanas marginadas, así como el suministro de lámparas eficientes y el suministro básico a usuarios finales en condiciones de marginación.

Se estima que el Fondo recibirá ingresos superiores a los que tenía la CFE para electrificación antes de la reforma, por lo que el FSUE junto con otras acciones del Estado Mexicano, es la respuesta solidaria de la industria eléctrica para reducir la pobreza energética.

Los principios del Fondo destacan que deberá atender prioritariamente a la población con mayor rezago social y su gestión debe mantenerse al margen de cualquier orientación política; que en todos los casos que sea posible se optará por el uso de tecnologías limpias y sustentables, y que previo a la electrificación se deberá obtener la conformidad y el acuerdo de la población a beneficiar y posteriormente asegurar el mantenimiento y continuidad del servicio.

Las acciones programadas del FSUE para la electrificación en comunidades rurales y zonas urbanas marginadas se resumen en el Tabla 24 y se hacen a través de dos componentes: a) Extensión de la red eléctrica (exclusivamente por invitación al distribuidor CFE) y b) Sistemas Aislados (convocatorias a Ejecutores Calificados).

Conviene mencionar que en noviembre de 2016 el FSUE emitió la primera invitación a CFE Distribución para la electrificación de localidades mediante la “Extensión de Redes”, cuyo resultado fue que en 2017 el FSUE financió la instalación de 32,594 nuevos servicios, dando acceso al suministro de energía eléctrica a 134,385 personas en 727 localidades de 237 municipios en 24 estados del país con una inversión de 569 millones de pesos. El 13 de noviembre de 2017 se lanzó la segunda invitación a CFE Distribución (primera etapa de 2017).

²¹ El 30 de septiembre de 2014, se firmó el Contrato de Fideicomiso que da origen al FSUE por parte de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), la Secretaría de Energía (SENER) y el Banco Nacional de Obras y Servicios Públicos (BANOBRAS) y se modificó el 17 de noviembre de 2016, además, durante 2015 y 2016 se elaboró el marco normativo del Fideicomiso, que incluye las Reglas de Operación del Comité Técnico, las Políticas para la asignación de recursos, el Procedimiento para la Solicitud, Aprobación y Entrega de los Apoyos y se aprobó el listado de localidades para componente aislado (poblaciones alejadas de la red de distribución).

Tabla 24. FSUE. Acciones Programadas en Comunidades Rurales y Zonas Urbanas Marginadas

Concepto	2017 primera etapa		2018 segunda etapa	
	Aislado	Extensión de red	Aislado	Extensión de red
Estados	13	24	27	29
Municipios	83	301	259	351
Localidades	898	1,284	1,256	1,192
Servicios	10,626	50,826	18,472	77,307
Habitantes	45,692	218,553	78,791	360,549
Presupuesto (mdp)	438	1,071	942	1,179

Fuente: Datos del FSUE.

Por otra parte, la Primer Convocatoria del FSUE a Ejecutores Calificados para instalar sistemas Aislados, con el FIDE como organismo intermediario, se publicó el 31 de mayo de 2017 y el fallo se dio el 29 de septiembre de 2017 registrando 8 empresas ganadoras para electrificar 337 localidades con 4,097 servicios (viviendas, escuelas y clínicas) con una inversión de 190 millones de pesos y las localidades que no recibieron ofertas se incluirían en la siguiente convocatoria.

La CFE estima que al cierre de 2017 el 98.64% de la población nacional tiene acceso a energía eléctrica, un porcentaje que resulta más alto que en otros países de Latinoamérica (Bolivia, Colombia, República Dominicana, Guatemala, Honduras, Jamaica, Perú, Nicaragua, El Salvador)²², aunque dicho porcentaje es menor si se compara con el promedio de los países miembros de la OCDE que es de alrededor de 100%²³, por lo que aún quedan por electrificar alrededor de 70,000 localidades con un número reducido de habitantes²⁴. La meta para el final de la presente administración es alcanzar una cobertura del 99% de la población nacional, que incluya el 100% de las zonas urbanas marginadas.

6. COMERCIALIZACIÓN

La Reforma en el sector eléctrico abrió la comercialización de energía eléctrica a la competencia, por lo que ahora los usuarios calificados pueden escoger a qué empresa comercializadora, ya sea pública o privada, comprarán sus servicios de suministro eléctrico con base en sus ofertas de mejores precios y calidad en el servicio. Además, los consumidores con bajo consumo eléctrico, como los domésticos o agrícolas, que no son usuarios calificados pueden obtener el

²² Rural Electricity Access Penalty in Latin America: Income and Location. Tabla 3, página 9, <https://publications.iadb.org/bitstream/handle/11319/7678/Rural-Electricity-Access-Penalty-in-Latin-America-Income-and-Location.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

²³ Acceso a la electricidad (% de la población en países miembros de la OCDE: <https://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS>

²⁴ Informe Anual CFE 2017 https://www.cfe.mx/inversionistas/Documents/informe_anual/infoanua17.pdf

suministro eléctrico a través de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Suministrador de Servicios Básicos.

6.1 SUMINISTRO- DEMANDA DE SUMINISTRO BÁSICO

En 2017 los datos de las ventas de energía eléctrica de CFE Suministrador de Servicios Básicos ya no incluyen las ventas de CFE Suministro Calificado como se reportó en 2016, por lo que los datos de los sectores industrial comercial o servicios no son totalmente comparables con los obtenidos el año previo, aunque para los sectores doméstico y agrícola si lo son.

En 2017 CFE Suministrador de Servicios Básicos reportó ventas por 215,310 Giga watts-hora (GWh), con una contracción de 1.3% en relación con el año anterior (218,072 GWh), que se debe principalmente a que algunos usuarios calificados cambiaron de suministrador de electricidad, ya sea a CFE Suministro Calificado o a alguno de los suministradores privados que ya participan en el mercado eléctrico mexicano.

En términos relativos, durante 2017 el sector de consumo con mayor crecimiento anual fue el agrícola (2.2%) seguido por el sector doméstico (1.3%) y el subsector empresa mediana (0.9%). Los sectores que disminuyeron su consumo fueron servicios públicos (-4.8%), comercial (-2.9%) y el subsector gran industria (-8.9%), (Véase Tabla 25).

Tabla 25. Ventas de Energía Eléctrica de Suministro Básico
(GWh)

Sector	2016	%	2017	%	Variación 2017/2016 (%)
Doméstico	58,368	26.8	59,153	27.5	1.3
Comercial	15,348	7.0	14,897	6.9	-2.9
Servicios	8,643	4.0	8,224	3.8	-4.8
Agrícola	11,328	5.2	11,579	5.4	2.2
Industrial	124,385	57.0	121,457	56.4	-2.4
Empresa Mediana	83,504	38.3	84,222	39.1	0.9
Gran Industria	40,881	18.7	37,235	17.3	-8.9
TOTAL	218,072	100	215,310	100.0	-1.3

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

En 2017, el sector doméstico concentró el 88.6% del total promedio de usuarios de energía eléctrica en el año (36.9 millones), consumió el 27.5% del total de las ventas de electricidad y generó el 19.6% del total de ingresos por las ventas, mientras que el sector industrial con apenas el 0.8% de usuarios promedio consumió el 56.4% del total de energía eléctrica y generó el 57.6% del total de ingresos por la venta de electricidad.

Por su parte, el conjunto de los sectores comercial, servicios y agrícola tuvo una participación de 10.6% del total promedio de usuarios, el 16.1% del total del consumo de electricidad y el 22.8% de los ingresos por ventas de energía eléctrica. (Véase Tabla 26).

Tabla 26. Indicadores Comerciales de CFE Suministrador de Servicios Básicos

Sector	Miles de Usuarios Promedio	%	Ventas GWh	%	Ingresos mdp	%
Doméstico	36,867	88.6	59,153	27.5	70,294	19.6
Comercial	4,069	9.8	14,897	6.9	51,379	14.3
Servicios	212	0.5	8,224	3.8	23,348	6.5
Agrícola	130	0.3	11,579	5.4	7,000	2.0
Industrial	336	0.8	121,457	56.4	206,511	57.6
Empresa Mediana	335	0.8	84,222	39.1	154,249	43.0
Gran Industria	1	0.0	37,235	17.3	52,262	14.6
TOTAL	41,614	100.0	215,310	100.0	358,532	100.0

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.2 PRINCIPALES INDICADORES DE SUMINISTRO BÁSICO

Los productos son los ingresos obtenidos por la comercialización de energía y se obtienen a partir de las ventas de electricidad, mediante la aplicación de las tarifas eléctricas que corresponden a los servicios según los diferentes sectores de consumo en que se agrupan los usuarios.

La Tabla 27 muestra los principales indicadores comerciales relativos al número de usuarios promedio, ventas de energía eléctrica, productos (ingresos), precios medios y consumo medio mensual por usuario en 2017.

Tabla 27. Principales Indicadores Comerciales de Suministro Básico 2017

Sector	Usuarios Promedio	Ventas GWh	Ingresos millones de pesos	Precio Medio (Pesos/kWh) ¹	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
Doméstico	36,867,030	59,153	70,294	1.188	134
Comercial	4,069,183	14,897	51,379	3.449	305
Servicios	212,069	8,224	23,348	2.839	3,232
Agrícola	130,095	11,579	7,000	0.605	7,417
Industrial	335,626	121,457	206,511	1.700	30,157
Empresa Mediana	334,583	84,222	154,249	1.831	20,977
Gran Industria	1,043	37,235	52,262	1.404	2,974,765
TOTAL	41,614,002	215,310	358,532	1.665	431

Fuente: (Preliminar) Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Al comparar los Indicadores Comerciales de 2017 correspondientes a CFE Suministrador de Servicios Básicos con los reportados por CFE en 2012, se observa que el número de usuarios promedio creció 15.8%, las ventas de energía eléctrica se incrementaron 4.3%, el precio medio

de la electricidad se redujo 7.7% en términos reales y el consumo medio por usuario bajó 10%. (Véase Tabla 28).

Tabla 28. Principales Indicadores Comerciales de CFE 2012

Sector	Usuarios Promedio	Ventas GWh	Ingresos mdp constantes de 2017	Precio Medio (Pesos 2017/kWh)	Consumo Medio (kWh/usuario/mes)
Doméstico	31,771,759	52,030	73,583	1.414	136
Comercial	3,586,756	13,920	49,015	3.521	323
Servicios	187,484	8,371	21,062	2.516	3,721
Agrícola	123,218	10,816	7,623	0.705	7,315
Industrial	264,889	121,342	221,111	1.822	38,174
Empresa Mediana	264,011	75,836	151,018	1.991	23,937
Gran Industria	879	45,507	70,094	1.540	4,316,714
TOTAL	35,934,106	206,480	372,394	1.804	479
Variación 2017/2012 (%)					
Doméstico	16.0	13.7	-4.5	-16.0	-2.0
Comercial	13.5	7.0	4.8	-2.0	-5.7
Servicios	13.1	-1.8	10.9	12.8	-13.1
Agrícola	5.6	7.1	-8.2	-14.2	1.4
Industrial	26.7	0.1	-6.6	-6.7	-21.0
Empresa Mediana	26.7	11.1	2.1	-8.0	-12.4
Gran Industria	18.7	-18.2	-25.4	-8.9	-31.1
TOTAL	15.8	4.3	-3.7	-7.7	-10.0

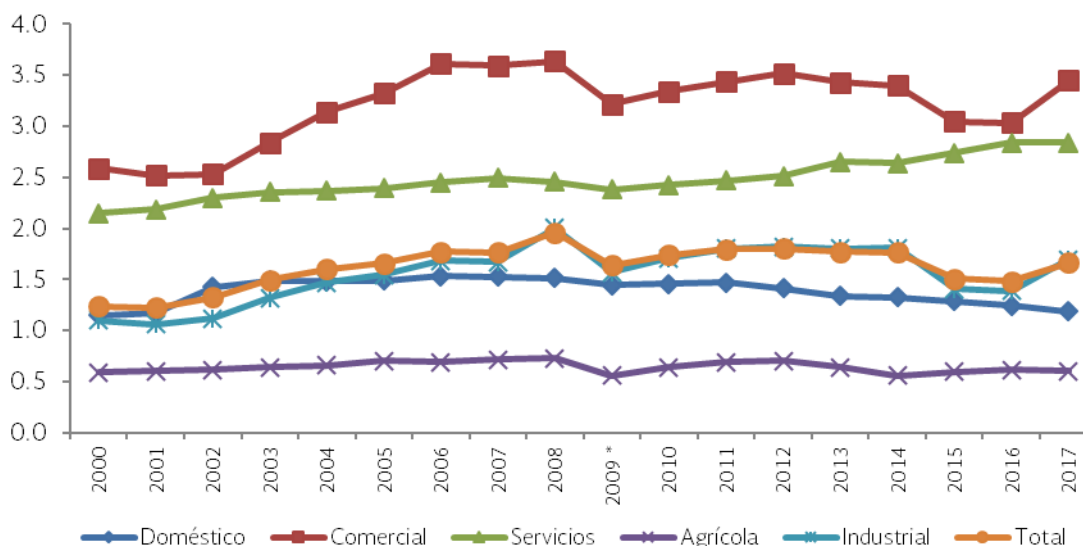
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.3 PRECIOS MEDIOS PAGADOS POR SECTOR DE CONSUMO

En términos reales, el precio medio de la electricidad vendida por la CFE alcanzó su nivel máximo en 2008, debido al notable aumento en los precios de los combustibles registrado en ese año, para después declinar en 2009, repuntar moderadamente de 2010 a 2012 y mostrar una tendencia a la baja de 2013 a 2016 en la mayoría de los sectores de consumo, con excepción del precio medio en el sector servicios que ha seguido al alza.

Para 2017 continua la tendencia a la baja en los sectores doméstico y agrícola, se observa un nuevo repunte en los precios medios de los sectores comercial e industrial y se mantiene el precio medio en el sector servicios (Véase Gráfico 63).

Gráfico 63. Precios Medios de la Energía Eléctrica
(pesos/kWh a precios constantes de 2017*)



* Precios medios constantes con base en el deflactor implícito del índice de Precios al Consumidor.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

No obstante, los precios medios en términos reales muestran una disminución de: 16.0% en el sector residencial, 14.2% en el agrícola, 7.7% en el precio medio total, 6.7% en el sector industrial y de 2.1% en el comercial, en comparación con los reportados en 2012.

Los mayores precios son pagados por los usuarios comerciales quienes, además de no recibir subsidio vía tarifas eléctricas, utilizan la energía eléctrica en baja tensión que resulta más cara por la mayor infraestructura que se requiere para proveerla. Si bien la industria generalmente no se beneficia de un subsidio por parte del Gobierno Federal, esta utiliza el servicio en media y alta tensión, lo que permite aminorar su costo de provisión.

En 2017 los precios medios más altos se ubicaron en los sectores comercial (3.45 \$/kWh) y servicios (2.84 \$/kWh), mientras que los precios medios resultaron moderados en los sectores industrial (1.70 \$/kWh) y doméstico (1.19 \$/kWh). En el caso del sector agrícola, el precio medio resulta ser el más bajo (0.60 \$/kWh) que, en los demás sectores de consumo, por efecto de la aplicación de las tarifas de estímulo agrícola 9CU y 9N, las cuales están altamente apoyadas por el Gobierno Federal.

Al cierre de 2017, el precio medio total de la energía eléctrica observó un incremento real de 12.2% en relación con el año anterior, debido al repunte de los precios promedio de los combustibles empleados para la generación de energía eléctrica, principalmente el gas natural y el combustóleo cuyos precios promedio anual presentaron aumentos de 17.5% y 12.3%, en relación con 2016.

A pesar de lo anterior, los sectores doméstico y agrícola observaron una disminución anual de 4.6% y 1.6% en términos reales, mientras que los sectores industrial y comercial reportaron incrementos de 22.4% y 13.5%, en todos los casos con respecto al año previo (Tabla 29).

Tabla 29. Precios Medios de la Energía Eléctrica 2000-2017
(pesos/kWh a precios constantes de 2017*)

Año	Doméstico	Comercial	Servicios	Agrícola	Industrial	Total
2000	1.15	2.59	2.15	0.59	1.10	1.24
2001	1.17	2.52	2.19	0.61	1.06	1.22
2002	1.43	2.53	2.30	0.62	1.12	1.33
2003	1.49	2.84	2.36	0.64	1.32	1.49
2004	1.49	3.14	2.37	0.66	1.47	1.61
2005	1.49	3.32	2.39	0.71	1.55	1.66
2006	1.53	3.61	2.45	0.69	1.68	1.78
2007	1.53	3.59	2.49	0.72	1.67	1.77
2008	1.52	3.64	2.46	0.73	2.00	1.96
2009 *	1.45	3.22	2.38	0.56	1.57	1.64
2010	1.46	3.35	2.43	0.64	1.71	1.74
2011	1.47	3.43	2.47	0.69	1.81	1.80
2012	1.41	3.52	2.52	0.70	1.82	1.80
2013	1.34	3.43	2.65	0.64	1.81	1.78
2014	1.33	3.40	2.64	0.56	1.81	1.77
2015	1.29	3.05	2.74	0.60	1.41	1.51
2016	1.25	3.04	2.84	0.61	1.39	1.48
2017	1.19	3.45	2.84	0.60	1.70	1.67
Variación real 2017/2016 (%)	-4.6	13.5	0.0	-1.6	22.4	12.2

* Precios medios constantes con base en el factor implícito del índice de Precios al Consumidor

**A partir de 2009 incluye el Área Central.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.4 VENTAS DE SUMINISTRO BÁSICO POR SECTOR Y ENTIDAD FEDERATIVA

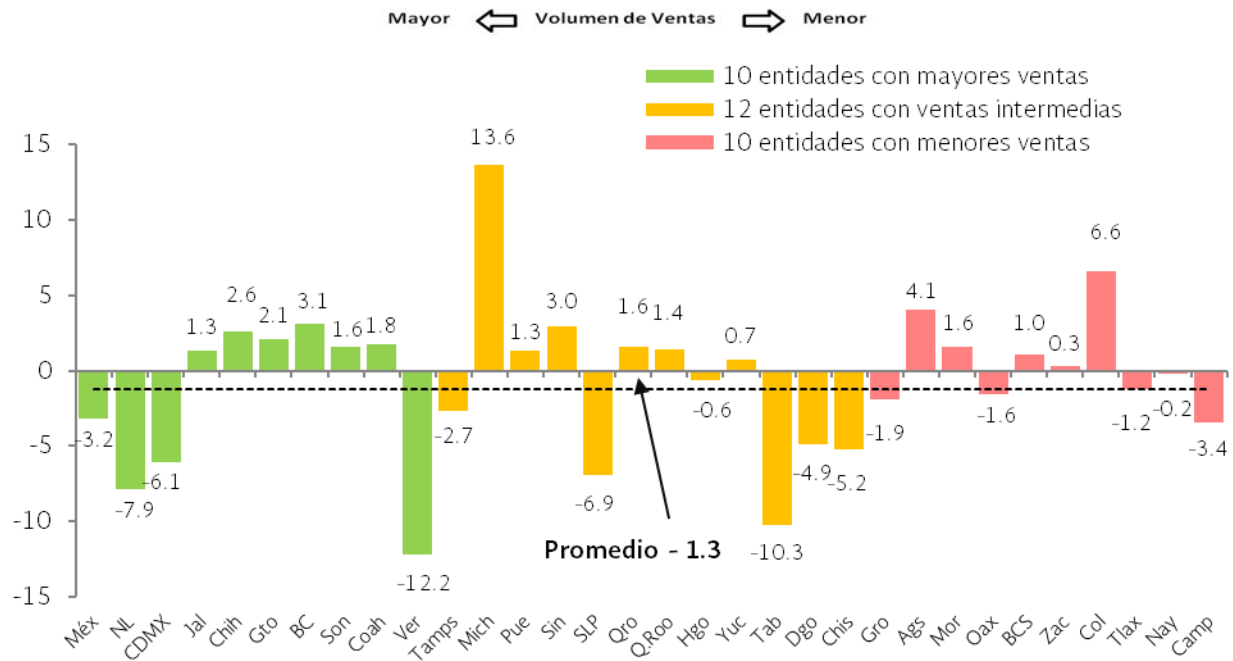
Las ventas totales de energía eléctrica de suministro básico cerraron 2017 con una contracción anual de 1.3% en comparación con 2016, aunque conviene recordar que en 2017 las ventas de energía eléctrica de CFE Suministrador de Servicios Básicos ya no incluyen las ventas de CFE Suministro Calificado como se reportó en 2016, por lo que los datos de los sectores industrial o comercial no son totalmente comparables con los obtenidos el año previo.

La contracción de 1.3% observada en las ventas de Suministro Básico tiene su origen en que algunos usuarios cambiaron de suministrador de electricidad, ya sea con CFE Suministro Calificado o con alguno de los suministradores privados que ya participan en el mercado eléctrico mexicano o bien empezaron a generar su energía eléctrica.

Por su parte, 17 de las 32 entidades federativas observaron un crecimiento anual positivo en las ventas totales de electricidad durante 2017 (en un rango entre 0.3% y hasta 13.6%), mientras

que las 15 entidades federativas restantes observaron reducciones de entre 0.2% hasta 12.2%, respecto a 2016 (Véase Gráfico 64).

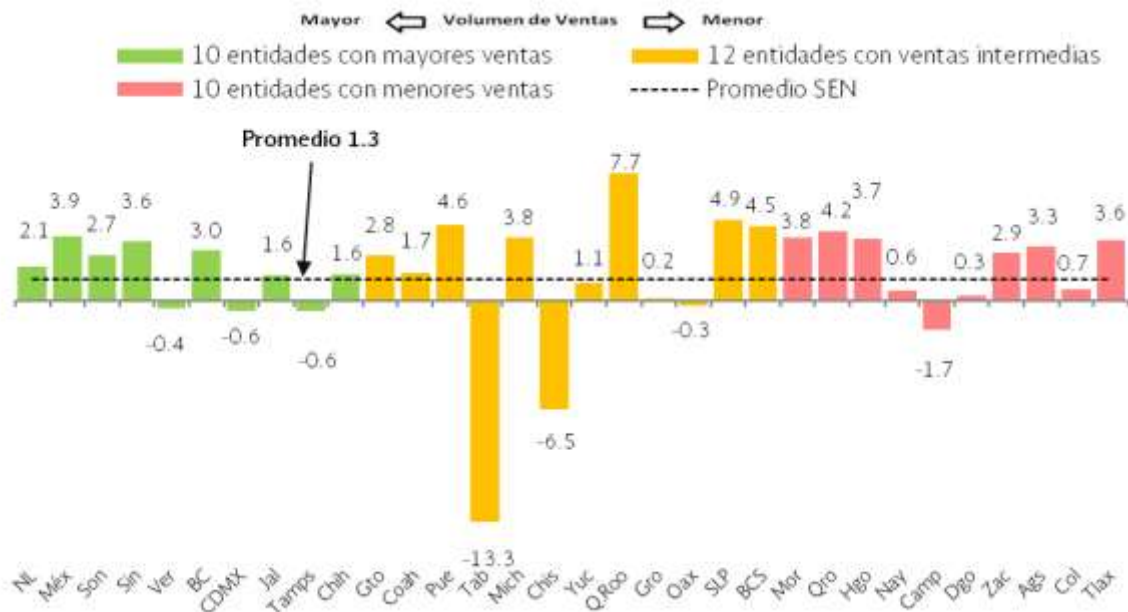
Gráfico 64. Variación de las Ventas de Energía. Total Nacional 2017 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

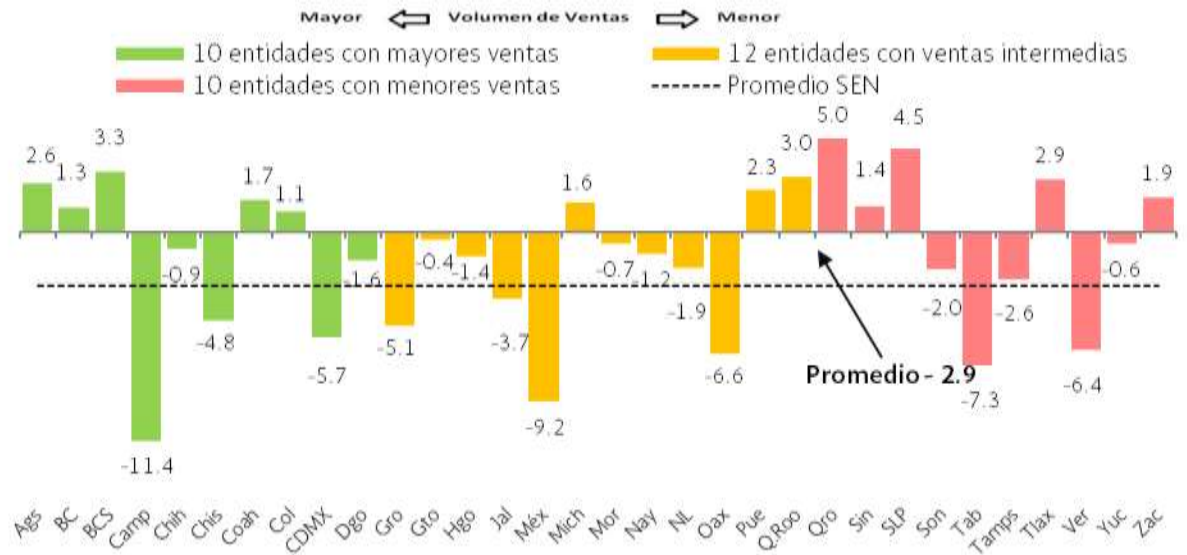
A continuación, se presentan las variaciones promedio anuales de las ventas de electricidad en 2017 por cada sector de consumo y las específicas por cada una de las entidades federativas (Véase Gráficos 65, 66, 67, 68 y 69).

Gráfico 65. Variación de las Ventas de Energía. Sector Doméstico 2017 (%)



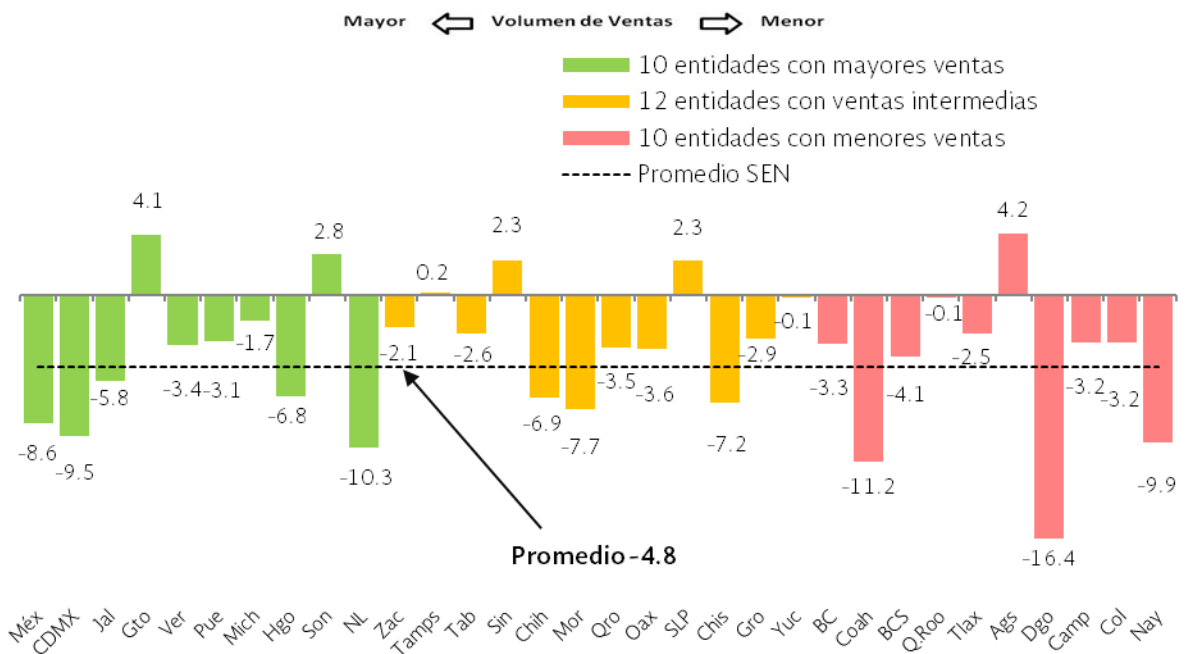
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 66. Variación de las Ventas de Energía. Sector Comercial 2017 (%)



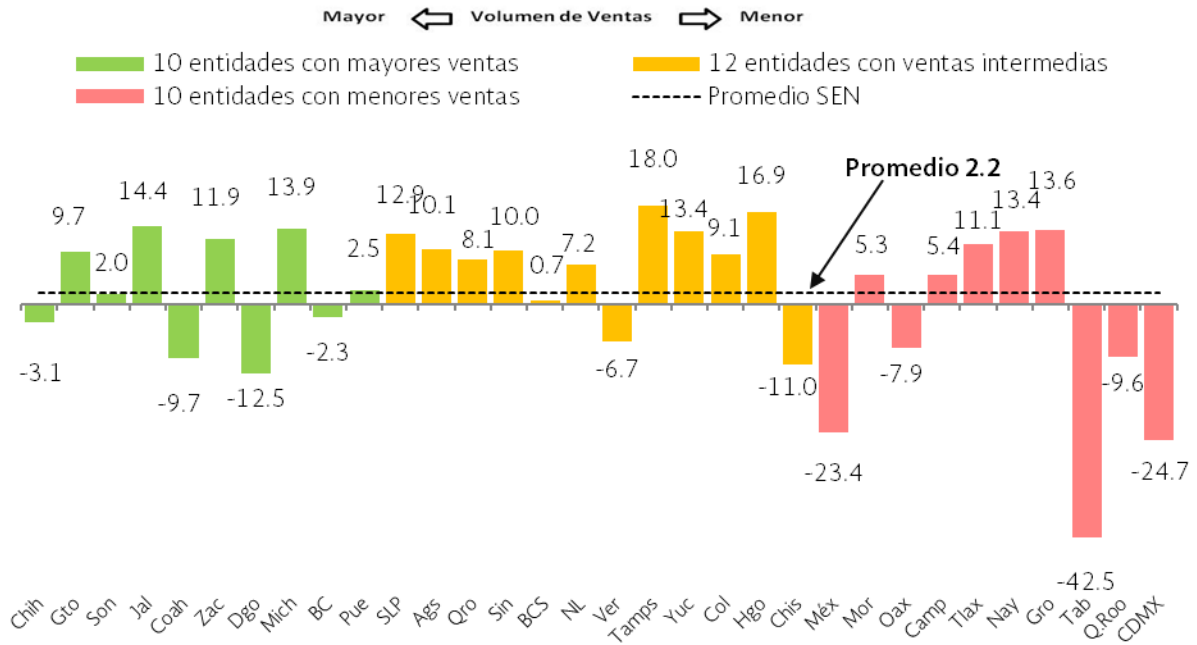
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 67. Variación de las Ventas de Energía. Sector Servicios 2017 (%)



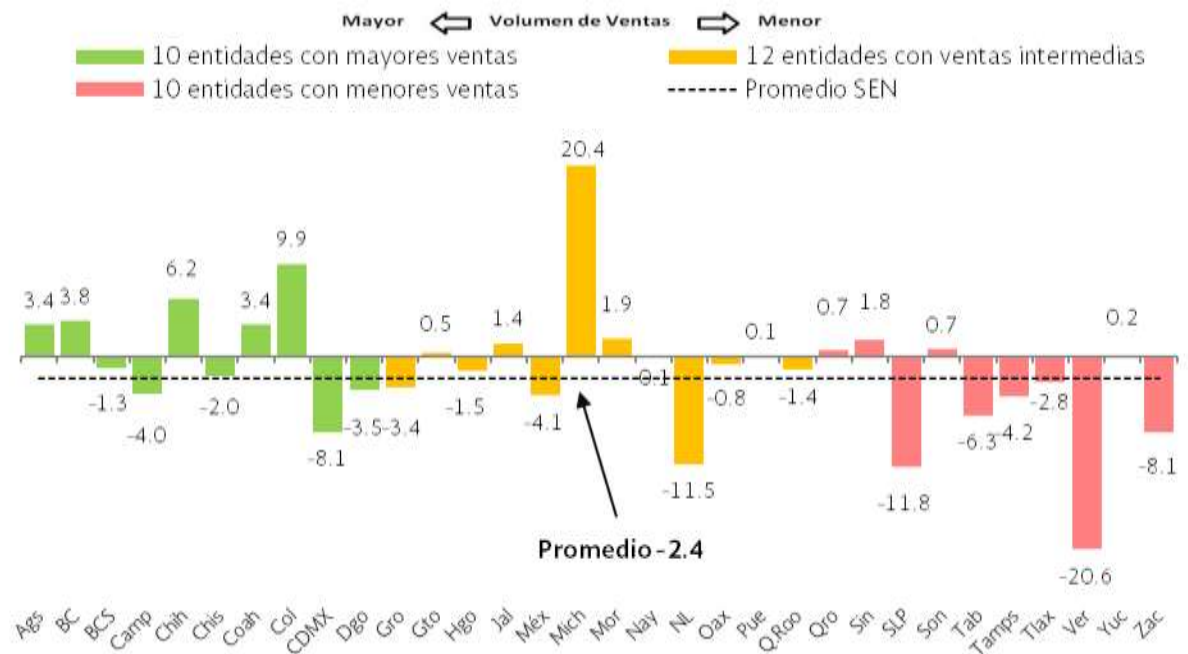
Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 68. Variación de las Ventas de Energía. Sector Agrícola 2017 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Gráfico 69. Variación de las Ventas de Energía. Sector Industrial 2017 (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

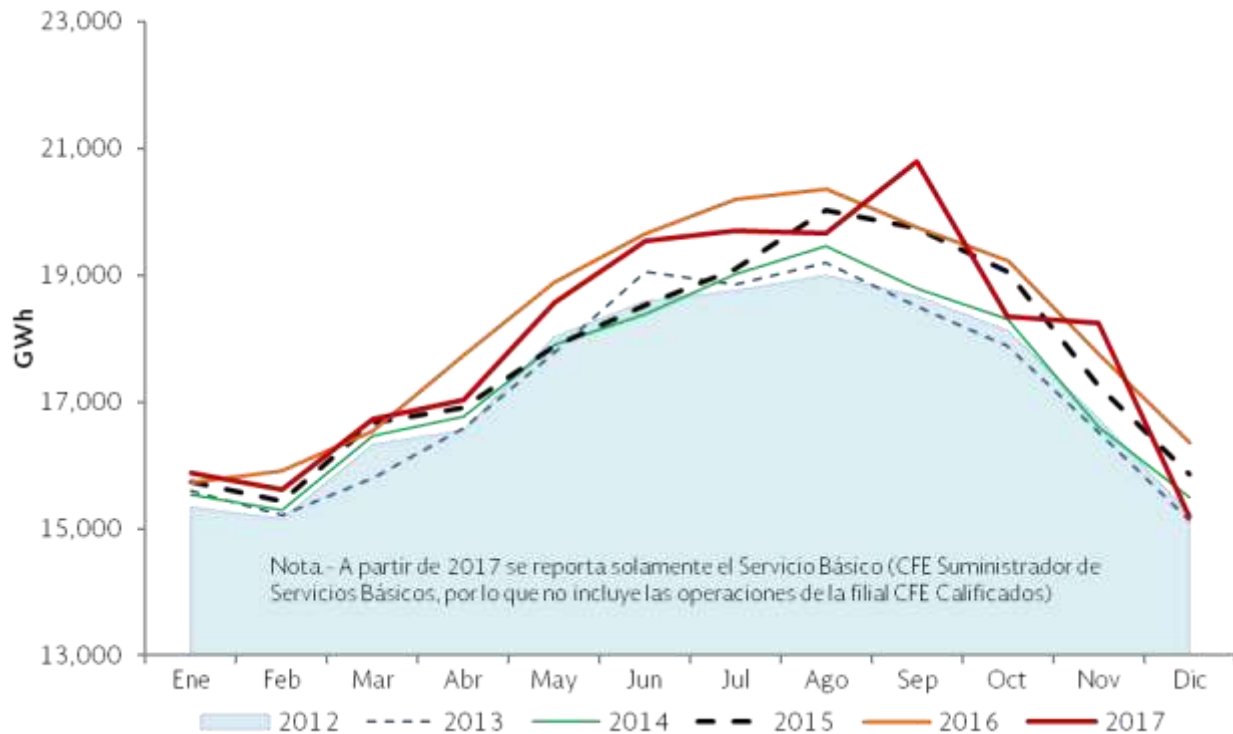
6.4.1 ESTACIONALIDAD ANUAL DE LAS VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

En general las ventas de energía eléctrica presentan un comportamiento cíclico durante cada año, con un mayor consumo entre los meses de junio y septiembre, debido principalmente al uso de equipos de aire acondicionado en localidades con clima caluroso en verano, principalmente en el norte del país.

En el Gráfico 70 se puede observar el comportamiento cíclico que tiene la energía consumida mensualmente durante el periodo 2012-2017 y se puede apreciar el incremento anual en las ventas de electricidad del periodo 2012-2016.

No obstante, en 2017 se observa que la mayoría de los puntos de la curva de ventas están por debajo de las realizadas en 2016, debido a que en ese año se realizó la separación de las ventas de CFE Suministro de Servicios Básicos y CFE Calificados, así que en la gráfica solo se muestran los datos reportados por el Suministrador de Servicios Básicos.

Gráfico 70. Ciclo anual de las Ventas de Energía (GWh)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.5 REDUCCIONES EN TARIFAS ELÉCTRICAS

Con base en información proporcionada por la CFE, entre noviembre de 2012 y diciembre de 2017 las tarifas eléctricas mostraron las siguientes reducciones, en términos reales:

- Para el sector industrial disminuyeron entre 15.5 y 29.3 por ciento.
- Para el sector comercial, se redujeron entre 8.5 y 18.2 por ciento.
- Para uso doméstico de alto consumo (tarifa DAC), registró una reducción de 2.8 por ciento.

Los ajustes de las tarifas para uso industrial, comercial y doméstico de alto consumo (DAC), en diciembre de 2017 respecto al de noviembre de 2012, están relacionados con las variaciones de los precios de los combustibles para generar energía eléctrica y con la inflación observada en algunas ramas que proveen maquinaria y equipo al sector eléctrico.

- Para el sector doméstico de bajo consumo las tarifas observaron una reducción nominal de 2% el 1 de enero de 2015 respecto de las tarifas de diciembre de 2014, y a enero de 2016 tuvieron una disminución adicional también nominal de 2%, en tanto que durante 2017 se mantuvieron sin cambios en términos nominales. Cabe señalar que el comportamiento de las tarifas de este sector estuvo sujeto a un aumento de 4% anual desde 2006 hasta 2014.

Entre noviembre de 2012 y diciembre de 2017, las tarifas para uso doméstico de bajo consumo tuvieron una disminución de 14.1% en términos reales.

La tarifa industrial media de 2017, igual a 170.03 centavos por kilowatt-hora, fue 6.7% inferior en términos reales a la del mismo periodo de 2012. Además, mientras que en 2012 las tarifas industriales promedio de México superaban a las de Estados Unidos en 71.6%, en 2017 la brecha se redujo a 30.6%. Es posible consultar la referencia sobre tarifas eléctricas en el apartado 6.7.

6.6 PARTICIPANTES PRIVADOS

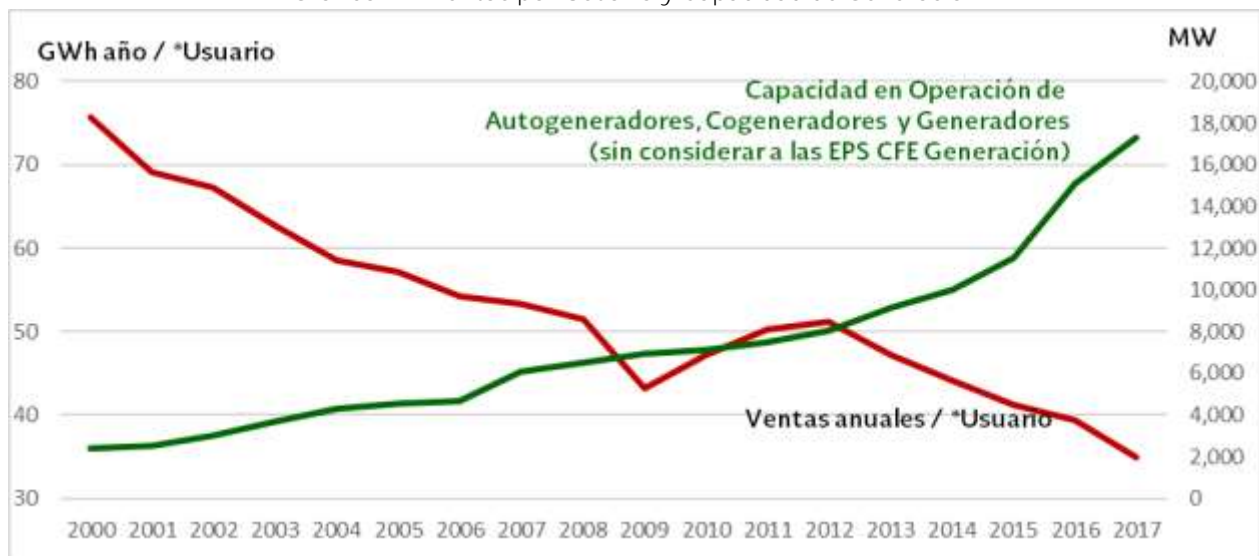
La participación privada a través del autoabastecimiento, la cogeneración y la nueva modalidad de generación ha implicado para la CFE una pérdida de grandes consumidores industriales. Esto se ha reflejado en una caída del consumo medio por usuario del servicio de energía eléctrica en alta tensión de la CFE.

Este fenómeno se denomina “descreme”, y se da cuando la empresa regulada pierde a los consumidores que adquieren los mayores volúmenes de energía eléctrica y que generalmente pertenecen al subsector de la gran industria.

Esto puede ser reflejo de la competitividad en los procesos de generación, transmisión y distribución por parte de la empresa regulada y, por ende, ofrecer mayores precios de venta de la energía eléctrica a grandes consumidores industriales, de manera que algunos de ellos han optado por generar su propia energía eléctrica que demandan sus procesos industriales.

En el Gráfico 71 se puede apreciar que durante el periodo 2002-2017 las ventas por usuario en alta tensión (gran industria) muestran una tendencia a la baja (eje izquierdo), mientras que la capacidad de autoabastecimiento, cogeneración y generación ha venido cada vez más en aumento, al grado que estas variables han presentado un comportamiento muy divergente a partir de 2013, año en que se aprobó la Reforma Energética.

Gráfico 71. Ventas por Usuario y Capacidad de Generación



* Usuarios al final de cada periodo.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE y la CRE.

6.7 SUMINISTRO CALIFICADO

De acuerdo con el artículo 3 fracción L de la Ley, el Suministro Calificado se define como el Suministro Eléctrico que se provee en un régimen de competencia a los Usuarios Calificados. Por ello, a partir del inicio del MEM diferentes empresas privadas realizaron gestiones para constituirse como Suministradores de Servicios Calificados y el primer paso fue solicitar ante la CRE el permiso de Suministro Calificado. De esta manera, al cierre de 2017 la CRE otorgó un total de 36 permisos de Suministro Calificado, uno en 2015, 18 en 2016 y 17 en 2017.

Además, los Suministradores de Servicios Calificados requieren firmar un contrato de participante en el MEM con el CENACE, por lo que 6 de ellos firmaron el contrato durante 2016,

mientras que en 2017 lo formalizaron 19, para hacer un total de 25 contratos formalizados, los cuales se presentan en el Anexo 3.

El total de energía eléctrica que se vendió en el MEM durante 2017 como parte del Suministro Calificado ascendió a 534 GWh (incluye las pérdidas técnicas y no técnicas), cifra superior en 182% a la registrada en 2016 (188 GWh), y que representó el 0.25% de las ventas totales de electricidad de CFE Suministro Básico en ese año.

Por otra parte, la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 3, fracción LV define como Usuario Calificado a aquel 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.

La calidad de Usuario Calificado se adquiere mediante la inscripción en el registro correspondiente a cargo de la CRE, para lo cual, el solicitante deberá acreditar que los Centros de Carga a incluirse en el registro cumplan con los niveles requeridos de consumo o demanda fijados por la Secretaría.

En este sentido durante 2016, se requería tener una demanda de 2 MW para poder solicitar el registro de Usuario Calificado y en 2017 el requisito se redujo a 1 MW, en congruencia con lo establecido por el artículo Décimo Quinto Transitorio de la Ley de la Industria Eléctrica.

De acuerdo con los datos de la CRE al cierre de 2017, la CRE admitió un total de 117 solicitudes de registro de Usuario Calificado para su análisis y evaluación, 47 en 2016 y 70 en 2017. De ese total, se entregaron 110 Constancias de Inscripción como Usuario Calificado (36 en 2016 y 84 en 2017) y 7 continuaban con el proceso de evaluación al cierre del año.²⁵

La migración de los Usuarios Calificados hacia Suministro Calificado es opcional para buscar mejores precios de electricidad. Al cierre de 2017, 110 Usuarios Calificados ya podían elegir a cualquiera de los Suministradores de Servicios Calificados para adquirir el servicio de energía eléctrica.

6.8 TARIFAS ELÉCTRICAS REGULADAS

6.8.1 ESQUEMA TARIFARIO APLICADO HASTA NOVIEMBRE DE 2017

De conformidad con lo dispuesto en los artículos 139 y Transitorio Vigésimo Primero de la Ley de la Industria Eléctrica, y Transitorio Sexto del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, durante el periodo enero-noviembre de 2017 se continuaron aplicando las disposiciones emitidas con anterioridad a la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica relativas a contratación, tarifas, medición facturación, cobranza y demás conceptos relacionados con el suministro y venta de energía eléctrica, las cuales estuvieron vigentes hasta concluir dicho

25

https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/323189/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_may2018.pdf

periodo, ya que en diciembre de ese año entró en vigor el nuevo esquema tarifario expedido por la CRE.

El antiguo esquema tarifario establecido por la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) con fundamento en la abrogada Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, en vigor hasta noviembre de 2017, (Véase Tabla 30).

Tabla 30. Antiguo Esquema Tarifario

Tarifa	Aplicación	Establecida
Servicio doméstico		
1	A Medidor y Cuota Fija (clima templado), con límite para alto consumo de 250 kWh / mes	2 Ago.1982
1A	Para localidades con temperatura media mínima en verano 25° C, con límite para alto consumo de 300 kWh / mes	2 Ago.1982
1B	Para localidades con temperatura media mínima en verano 28° C, con límite para alto consumo de 400 kWh / mes	31 Dic. 1986
1C	Para localidades con temperatura media mínima en verano 30° C, con límite para alto consumo de 850 kWh / mes	31 Dic. 1986
1D	Para localidades con temperatura media mínima en verano 31° C, con límite para alto consumo de 1,000 kWh / mes	
1E	Para localidades con temperatura media mínima en verano 32° C, con límite para alto consumo 2,000 kWh / mes	18 Dic. 1995
1F	Para localidades con temperatura media mínima en verano 33° C, con límite para alto consumo de 2,500 kWh / mes	8 Abr. 2002
DAC	Servicio Doméstico de Alto Consumo	7 Feb. 2002
Servicio comercial		
2	General hasta 25 kW de demanda	2 Ago. 1982
3	General para más de 25 kW de demanda	2 Ago. 1982
7	Servicio Temporal	2 Ago. 1982
Servicio público		
5	Servicio para alumbrado público en zonas conurbanas de Monterrey, Guadalajara y Distrito Federal.	2 Ago. 1982
5A	Servicio para alumbrado público en el Resto del País	22 Sept. 1989
6	Servicio para bombeo de aguas potables o negras de servicio público	2 Ago. 1982
Servicio agrícola		
9	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola / Baja Tensión	2 Ago. 1982
9M	Servicio para bombeo de agua para riego / Media Tensión	18 Dic. 1995
9CU	Servicio para bombeo de agua para riego agrícola con cargo único / Media Tensión	7 Ene. 2003
9N	Servicio nocturno para bombeo de agua para riego agrícola / Baja o Media Tensión	8 Ago. 2003
EA	Servicio para uso Acuícola	16 Jul. 2005
Servicio Industrial		
QM	Tarifa ordinaria para servicio general en media tensión con demanda menor de 300 kW	10 Nov. 1991
HM	Tarifa horaria para servicio general en media tensión con demanda mayor de 300 kW	10 Nov. 1991
H-MC	Tarifa horaria para media tensión con demanda mayor de 100 kW para Corta Utilización	7 Feb. 2002
O-ME	Media Tensión con demanda menor a 100 kW, <u>con cargos fijos</u>	21 Ene. 2009
H-ME	Media Tensión con demanda de 100 kW o más, <u>con cargos fijos</u>	21 Ene. 2009
H-MCF	Media Tensión con demanda de 100 kW o más, para corta utilización, <u>con cargos fijos</u>	21 Ene. 2009
HS	Alta Tensión nivel subtransmisión	10 Nov. 1991
H-SF	Alta Tensión nivel subtransmisión, <u>con cargos fijos</u>	20 Nov. 2008
H-SL	Alta Tensión nivel subtransmisión para Larga Utilización	3 Abr. 1993
H-SLF	Alta Tensión nivel subtransmisión para Larga Utilización, <u>con cargos fijos</u>	20 Nov. 2008
HT	Alta Tensión nivel Transmisión	10 Nov. 1991
H-TF	Alta Tensión nivel Transmisión, <u>con cargos fijos</u>	20 Nov. 2008
H-TL	Alta tensión nivel Transmisión para Larga Utilización	3 Abr. 1993
H-TLF	Alta tensión nivel Transmisión para Larga Utilización, <u>con cargos fijos</u>	20 Nov. 2008
HM-R	Respaldo para Falla y Mantenimiento en Media tensión con una demanda mayor de 500 kW *	30 Sept. 1994
HM-RF	Respaldo para Falla en Media tensión con una demanda mayor de 500 kW *	30 Sept. 1994
HM-RM	Respaldo para Mantenimiento en Media tensión con una demanda mayor de 500 kW *	30 Sept. 1994
HS-R	Respaldo para Falla y Mantenimiento en Alta tensión nivel subtransmisión *	13 Mayo 1994
HS-RF	Respaldo para Falla en Alta tensión nivel subtransmisión*	13 Mayo 1994
HS-RM	Respaldo para Mantenimiento en Alta tensión nivel subtransmisión *	13 Mayo 1994
HT-R	Respaldo para Falla y Mantenimiento en Alta tensión nivel Transmisión*	13 Mayo 1994
HT-RF	Respaldo para Falla en Alta tensión nivel Transmisión*	13 Mayo 1994
HT-RM	Respaldo para Mantenimiento en Alta tensión nivel Transmisión *	13 Mayo 1994
I-15	Servicio Interrumpible con demanda mayor o igual a 10,000 kW	4 Oct. 1993
I-30	Servicio Interrumpible con demanda mayor o igual a 20,000 kW	3 Abr. 1993

* Para Productores Externos de Energía

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

6.8.2 NUEVO ESQUEMA TARIFARIO

La Reforma Energética otorgó a la CRE, en la Ley de la Industria Eléctrica, la facultad de expedir, mediante disposiciones administrativas de carácter general, las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las nuevas tarifas finales de Suministro Básico, facultad que antes estaba en manos de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público.

La Ley de la Industria Eléctrica establece la promoción del desarrollo eficiente de la industria eléctrica como uno de los objetivos para la determinación de las metodologías de cálculo y ajuste de las nuevas tarifas eléctricas.

El nuevo esquema tarifario publicado por la CRE el 23 de noviembre de 2017, se tradujo en un primer conjunto de nuevas tarifas eléctricas para aplicarse a partir de diciembre de ese año, busca reflejar adecuadamente todos los costos detrás de la provisión del servicio de electricidad, a fin de enviar señales correctas al mercado.

El nuevo esquema busca cubrir los costos totales de los participantes del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), definidos por la CRE, para facturar a los clientes finales, que son: costo de la energía, más los costos de los servicios de transmisión, distribución y conexos no incluidos en el MEM, además de los costos de operación del CENACE y del Suministrador de Servicios Básicos.

Entre las buenas prácticas de la nueva metodología emitida por la CRE, destacan las 4 siguientes:

- Transparenta el costo de cada segmento en la cadena de valor.
- Fomenta la eficiencia en la producción y el consumo al:
 - a. reconocer los costos diferenciados en la generación;
 - b. establecer cargos diferenciados para usuarios con distintos niveles de consumo; y
 - c. determinar cargos diferentes dependiendo de la temporada del año.
- Simplifica la estructura tarifaria, al reducir las categorías tarifarias de más de 30 del antiguo esquema tarifario a solo 12 en el nuevo esquema tarifario.
- Establece un periodo transitorio para cambiar gradualmente al nuevo esquema tarifario, con el fin de que los usuarios se familiaricen con la metodología de cálculo, los insumos utilizados para determinar las tarifas finales y la simplificación de la estructura tarifaria y, por ende, puedan comparar con otras alternativas.

En la Tabla 31, se pueden apreciar las categorías tarifarias del esquema tarifario anterior y las equivalentes al nuevo esquema tarifario emitido por la CRE.

Tabla 31. Ajustes en las Categorías Tarifarias

Esquema Tarifario Anterior			Nuevo Esquema Tarifario		
Categoría Tarifaria	Descripción		Categoría tarifaria	Descripción	Tarifa anterior
Baja Tensión	1	Doméstico clima templado	DB1	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo hasta 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F
	1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F	Doméstico verano cálido	DB2	Doméstico en Baja Tensión, consumiendo más de 150 kWh-mes	1, 1A, 1B, 1C, 1D, 1E, 1F, DAC
	DAC	Doméstico Alto Consumo	PDBT	Pequeña Demanda (hasta 25 kW-mes) en Baja Tensión	2, 6
	2	Comercial hasta 25 kW de demanda	GDBT	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Baja Tensión	3, 6
	3	Comercial para más de 25 kW de demanda	RABT	Riego Agrícola en Baja Tensión	9, 9CU, 9N
	6	Bombeo de Agua	APBT	Alumbrado Público en Baja Tensión	5, 5A
	9, 9CU, 9N	Riego Agrícola: normal y de estímulo			
	5, 5A	Alumbrado Público (CDMX, Gdl, Mty, otras)			
Media Tensión	5, 5A	Alumbrado Público (CDMX, Gdl, Mty, otras)	APMT	Alumbrado Público en Media Tensión	5, 5A
	9M, 9CU, 9N	Riego Agrícola: normal y de estímulo	RAMT	Riego Agrícola en Media Tensión	9M, 9CU, 9N
	OM's	Ordinaria, con demanda menor a 100 kW	GDMTO	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión Ordinaria	OM, 6
	HM's	Horaria, con demanda de 100 kW o más	GDMTH	Gran Demanda (mayor a 25 kW-mes) en Media Tensión horaria	HM, HMC, 6
	HMC's	Horaria, con demanda de 100 kW o más, para corta utilización			
Alta Tensión	HS's	Horaria, nivel subtransmisión	DIST	Demanda Industrial en Subtransmisión	HS, HSL
	HSL's	Horaria, nivel subtransmisión, para larga utilización			
	HT's	Horaria, nivel transmisión	DIT	Demanda Industrial en Transmisión	HT, HTL
	HTL's	Horaria nivel transmisión, larga utilización			

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE

La CRE definió 17 divisiones para cada una de las tarifas, en lugar de las 8 regiones tarifarias que existían en el esquema tarifario anterior, lo que permitirá reflejar con mayor exactitud los costos regionales del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), lo cual se puede apreciar en la Tabla 32.

Tabla 32. Divisiones Tarifarias

Esquema Tarifario Anterior	Nuevo Esquema Tarifario	
Regiones tarifarias:	Divisiones tarifarias:	
1. Baja California	1. Baja California	10. Noroeste
2. Baja California Sur	2. Baja California Sur	11. Norte
3. Noroeste	3. Bajío	12. Oriente
4. Norte	4. Centro Occidente	13. Peninsular
5. Noreste	5. Centro Oriente	14. Sureste
6. Central	6. Centro Sur	15. Valle de México Centro
7. Sur	7. Golfo Centro	16. Valle de México Norte
8. Peninsular	8. Golfo Norte	17. Valle de México Sur
	9. Jalisco	

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE

- El 30 de noviembre de 2017, el Ejecutivo Federal emitió un Acuerdo por el cual autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP) a determinar el mecanismo de fijación de tarifas de suministro básico distinto al que determine la CRE.
- Con base en lo anterior y de conformidad con lo dispuesto en el artículo 139, segundo párrafo, de la Ley de la Industria Eléctrica, la SHCP emitió Acuerdos para determinar las tarifas apoyadas que aplican a los usuarios domésticos de bajo consumo (1 a 1F), así como las de estímulo agrícola (9CU y 9N) y acuícola (EA).
- Para la mayor parte de los usuarios domésticos y agrícolas, que representan casi el 90% de los usuarios, las tarifas eléctricas no presentaron cambios entre noviembre y diciembre de 2017. Para los productores acuícolas se mantiene un descuento de 50% en su facturación a tarifa correlativa en la que estén inscritos.
- De esta manera, las tarifas domésticas, agrícolas y acuícolas con estímulo, no tendrán modificaciones en su forma de determinación. Únicamente las tarifas domésticas de bajo consumo no han sufrido incrementos en diciembre de 2017 ni durante 2018.

7 PLANEACIÓN Y CONTROL DEL SEN

7.1 PLANEACIÓN

La planeación del desarrollo nacional es el eje que articula las políticas públicas realizadas por el Gobierno de la República conforme a lo establecido por la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Por ello, en el Plan Nacional de Desarrollo 2013-2018 (PND) convergen las propuestas y líneas de acción para llevar a México a su máximo potencial.

A partir del Plan Nacional se integró el Programa Sectorial de Energía 2013-2018 (PROSENER), el cual contiene los objetivos y políticas que regirán las actividades del sector energético e incluye indicadores para medir su desempeño.

En este sentido, la Ley de la Industria Eléctrica, establece que la planeación del Sector Eléctrico Nacional (SEN) se determina en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN), el cual considera los programas indicativos para la instalación y retiro de centrales eléctricas y los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución.

El 31 de mayo de 2017, se publicó en el portal electrónico de la SENER el PRODESEN 2017-2031 en el que, para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica se estimó una inversión de 1,655 miles de millones de pesos en el rubro de generación, durante los próximos 15 años. De igual forma, se estimó una inversión en transmisión y distribución por 219 miles de millones de pesos y 165 miles de millones de pesos, respectivamente.

En diciembre de 2017 se concluyó la elaboración de la Prospectiva del Sector Eléctrico 2017-2031, la cual es un documento de planeación que provee la información sobre las necesidades futuras de electricidad del país para un periodo de quince años. El documento se enriquece con ejercicios de sensibilidad que responden al panorama cambiante de los energéticos y proporciona opciones para reducir la exposición al riesgo y lograr el menor impacto ambiental. Este documento de planeación se puede consultar en el siguiente enlace: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/284345/Prospectiva_del_Sector_Elctrico_2017.pdf

7.2 INDICADORES DEL PROGRAMA SECTORIAL DE ENERGÍA (PROSENER)

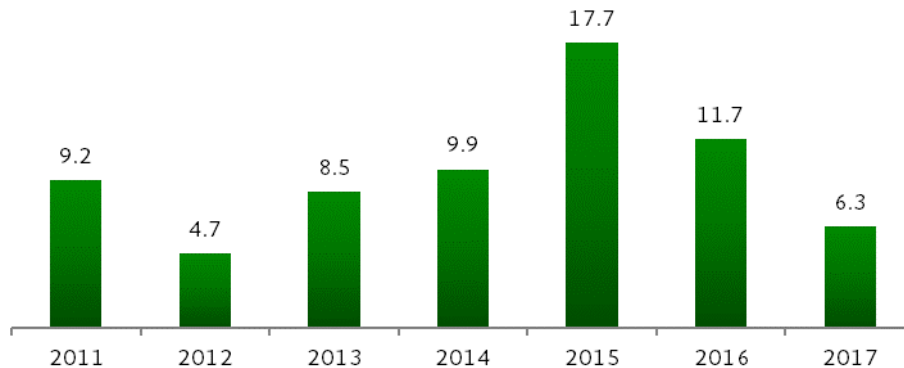
7.2.1 MARGEN DE RESERVA OPERATIVO

El Margen de Reserva Operativo (MRO) en el SIN, se determina tomando en cuenta la diferencia entre los recursos totales disponibles (capacidad efectiva bruta menos la capacidad indisponible) dividida entre la demanda máxima bruta coincidente en el SIN (demanda máxima integrada del sistema más las exportaciones). El aumento en este indicador implica una mayor confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional. El MRO anual se calcula con base en la demanda máxima bruta coincidente en el SIN, teniendo en cuenta la hora, mes y año en que se presenta.

En México, el MRO se calcula normalmente entre los meses de junio y julio de cada año, aunque hay excepciones en las que el cálculo se realiza en el mes de agosto, según el mes, día y hora en que ocurre la demanda máxima coincidente en el SIN.

En el Gráfico 72 se presenta la evolución anual del Margen de Reserva Operativo en el SIN para el periodo de 2011 a 2017.

Gráfico 72. Margen de Reserva Operativo (%) en el SIN 2011 - 2017



Fuente: Secretaría de Energía con datos del CENACE.

El MRO en el SIN presentó una tendencia ascendente de 2012 a 2015, generalmente por arriba del nivel mínimo recomendado de 6%, con excepción de 2012, año en el que se ubicó por debajo del mencionado nivel mínimo de referencia. En 2015, el MRO alcanzó su máximo nivel (17.7%) en los últimos siete años, debido principalmente a la entrada en operación comercial de la Central Cogeneración Salamanca (393 MW), operando en ese año con tres unidades Turbogás en ciclo abierto, aunado a un incremento de la capacidad de la Central Nucleoeléctrica Laguna Verde (110 MW). En 2017, el MRO declinó hasta 6.3% y se acercó notablemente a dicho nivel mínimo reconocido, habiendo observado una reducción de 5.4 puntos porcentuales en relación con el valor de 11.7% registrado en 2016.

7.2.2 MARGEN DE RESERVA

Este indicador toma en cuenta la capacidad de generación, los programas de mantenimiento de centrales, los efectos de la temperatura, la variabilidad de los recursos renovables, el nivel de embalse en las presas y la declinación de los campos geotérmicos para estimar el Margen de Reserva de Generación (MRG), definido como la diferencia aritmética entre la capacidad neta disponible y la demanda máxima neta (DMN) coincidente. Al Margen de Reserva de Generación se le adiciona la demanda interrumpible y la capacidad de interconexión con sistemas vecinos, para obtener los Recursos de Capacidad Disponibles (RCD), los cuales se dividen entre la demanda máxima neta (DMN) coincidente para determinar el resultado del indicador, cuya fórmula es la siguiente:

$$MR_n = \frac{RCD_n}{DMN_n} \times 100$$

La variable RCD se construye a partir de la siguiente expresión:

$$RCD = MRG + DI + CI$$

Dónde:

MRG = Margen de Reserva de Generación (definido como la diferencia aritmética entre la capacidad neta disponible y la demanda máxima neta coincidente).

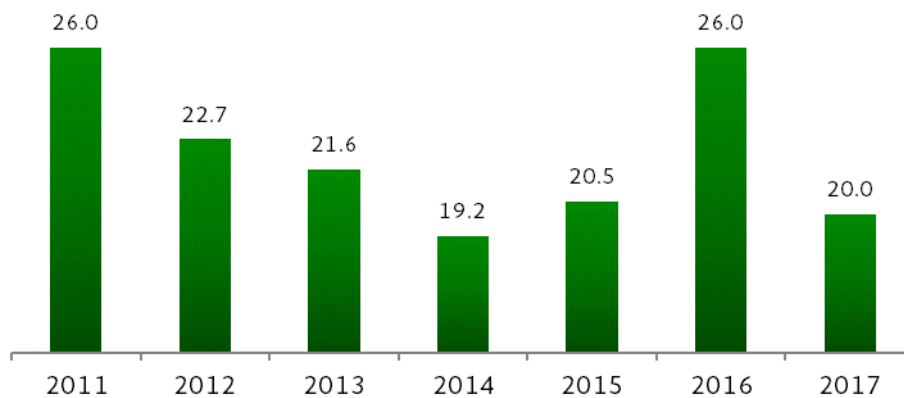
DI = Demanda Interrumpible.

CI = Capacidad en Interconexiones.

n = año calendario al que se refiere el indicador

En el Gráfico 73 se muestran los resultados del Margen de Reserva para el periodo 2011-2017.

Gráfico 73. Margen de Reserva del SIN (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y el CENACE.

Del Gráfico anterior, se desprende que el Margen de Reserva anual del SIN observó una tendencia a la baja durante el periodo 2011-2014, para después repuntar en los siguientes dos años y volver a declinar y situarse en 20.0% en junio 2017, siendo este resultado 6 puntos porcentuales inferior al registrado en 2016.

La disminución de este indicador en 2017 obedeció fundamentalmente a un incremento de 5.9% en la demanda máxima coincidente en el SIN. La meta del PROSENER para 2018 del indicador es llegar a un nivel de 17.5%.

7.2.3 EFICIENCIA DEL PROCESO TERMOELÉCTRICO DE CENTRALES BASE

Este indicador mide la eficiencia del proceso termoeléctrico de centrales base de CFE y PIEs. En la medida en que este indicador aumenta, refleja cómo se va reemplazando el parque termoeléctrico por tecnologías con mayor eficiencia térmica, ya que la cantidad de combustible que requiere una central eléctrica para producir un kWh varía de manera inversa con la eficiencia. La fórmula para el cálculo de este indicador es la siguiente:

$$n = \frac{GT \text{ año} * 860}{\sum_{i=1}^u V_{i, \text{año}} * PC_i} * 100$$

Dónde:

n = Eficiencia del proceso termoeléctrico de Centrales Base de CFE más PIEs.

GT año= generación termoeléctrica bruta en el año en kWh.

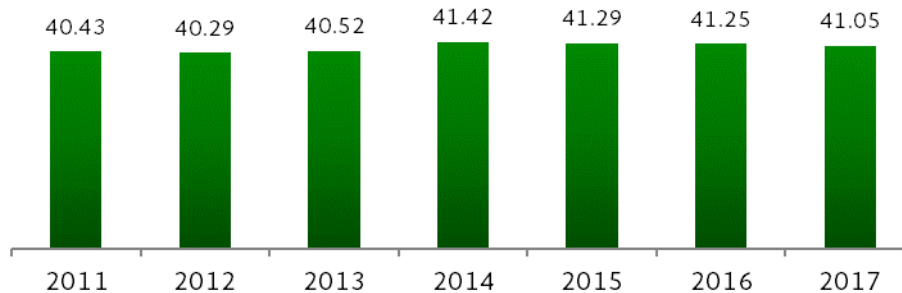
860= calor equivalente de un kWh en kcal/kWh.

V i, año= volumen de combustible i utilizado en el año en unidades físicas.

PC i = poder calorífico del combustible i en kcal/u.

En el Gráfico 74 se muestran los resultados de este indicador de eficiencia para el periodo 2010-2016.

Gráfico 74. Eficiencia del Proceso Termoeléctrico Centrales Base de CFE más PIEs (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Del Gráfico 74, se desprende que este indicador de eficiencia térmica ha venido reflejando cierta estabilidad, con pequeñas alzas y bajas en el periodo 2010-2013, pero a partir de 2014 observó un incremento (mejora) de 0.9 puntos porcentuales en relación con el año previo, para después declinar ligeramente en los tres últimos años y llegar a un nivel de 41.05 en 2017, con un incremento de 0.33 puntos porcentuales (mejora) en relación al resultado registrado en 2013, lo que se atribuye a la entrada en operación comercial de nuevas centrales con ciclos de conversión térmica más eficientes que operan con gas natural y el cierre de plantas obsoletas que utilizaban principalmente combustóleo.

7.2.4 PÉRDIDAS TOTALES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este indicador mide la energía eléctrica que se pierde en relación con la electricidad que se recibe en los procesos de transmisión y distribución, incluyendo pérdidas técnicas y no técnicas. La fórmula para su cálculo es la siguiente:

$$PET = (E_r - E_e) * 100 / E_r$$

Dónde:

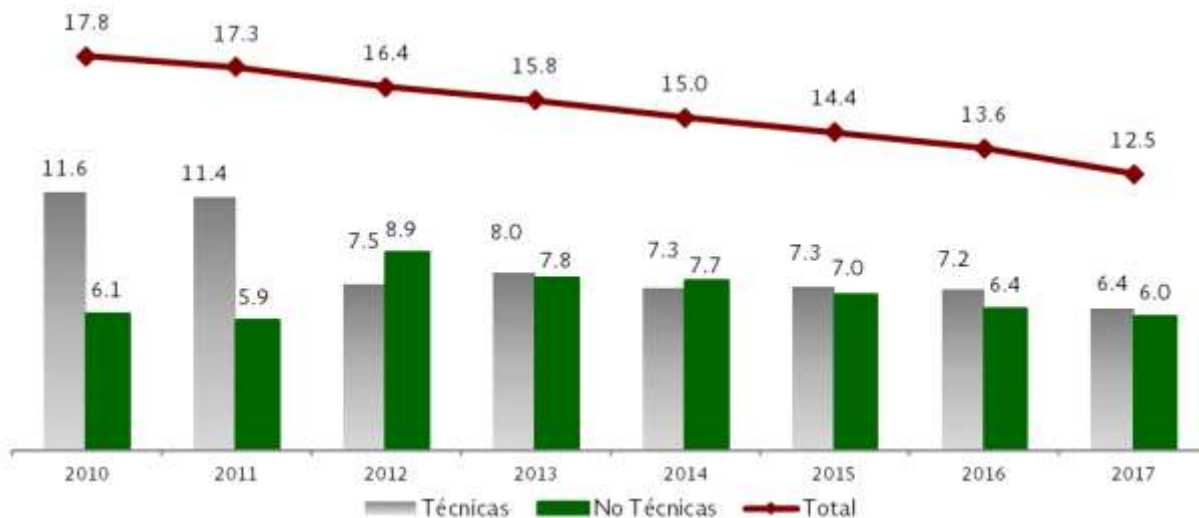
E_r = Energía recibida en los últimos 12 meses (año móvil) por concepto de generación propia y entregas de permisionarios, como de importación de energía.

E_e = Energía entregada a los usuarios en diferentes tensiones en los últimos 12 meses (año móvil), incluyendo porteo, exportación y los usos propios y generales.

Las pérdidas de energía eléctrica se clasifican en “técnicas” y “no técnicas” en función de su origen, las primeras tienen lugar en la transferencia de energía calorífica al medio ambiente producto del calentamiento de los conductores del sistema al paso de la corriente eléctrica, mientras que las segundas se presentan durante el proceso de distribución y comercialización, principalmente por el uso ilícito de la energía eléctrica, las fallas de medición y los errores de facturación.

Después que la CFE tomó control de la Zona Central, que era atendida por la extinta Luz y Fuerza del Centro, el indicador de pérdidas totales de energía a nivel nacional alcanzó su máximo nivel histórico, de 17.8%, en 2010. Desde entonces, la CFE ha intensificado la ejecución de programas de reducción de pérdidas y recuperación de energía por ajustes a la facturación, dando particular importancia a la detección y eliminación de usos ilícitos, fallas de medición y errores de facturación, lo que se ha traducido en una tendencia favorable y progresivamente a la baja del porcentaje de pérdidas totales de energía en el SEN (Véase Gráfico 75).

Gráfico 75. Pérdidas Totales de Energía Eléctrica
(Transmisión y Distribución, %)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

En 2017, las pérdidas totales de energía eléctrica en el proceso de transmisión y distribución se ubicaron en 12.46% del total de la energía recibida, con una reducción de 5.3 puntos porcentuales en relación con el máximo nivel histórico, de 17.8%, que se tenía en 2010. Del 12.46% registrado en 2017, el 6.42% correspondió a pérdidas técnicas y el 6.04% a pérdidas no técnicas. De hecho, el nivel total de pérdidas de energía eléctrica en 2017 alcanzó y mejoró la meta establecida en el PORSENER, de 13.38% para 2018.

7.2.5 INCREMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE CARGA EN ENLACES DE TRANSMISIÓN

Un enlace de transmisión es una serie de componentes y equipos que trabajan en conjunto para intercambiar volúmenes de electricidad entre diferentes ubicaciones de la red eléctrica. Este indicador permite medir el avance acumulado de los trabajos para incrementar la capacidad de transmisión de los enlaces prioritarios de la Red de Transmisión.

El total de reforzamientos de enlaces prioritarios de transmisión programados a realizarse por la CFE es de 121 en el periodo 2012-2018. La fórmula para el cálculo de este indicador es la siguiente:

$$X = (ETICO / ETP) * 100$$

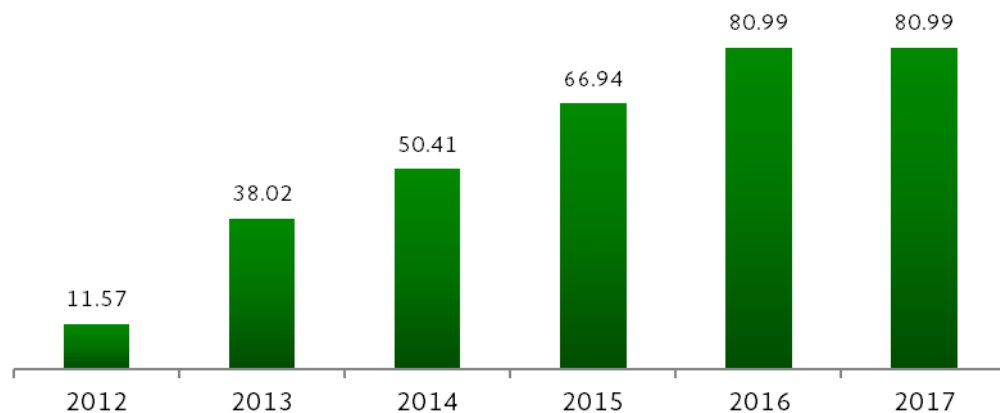
Dónde:

ETICO = Es el número de enlaces acumulado a un año determinado, que tiene concluidos los trabajos para incrementar su capacidad de transferencia, logrando no limitar la Transmisión de Energía Eléctrica.

ETP = Es el número total de enlaces prioritarios identificados para el periodo 2012-2018.

El indicador “Incremento de Capacidad de Trasterencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión” presentó un avance acumulado de 80.99% al cierre de 2017, lo que equivale al reforzamiento de 98 enlaces prioritarios realizados al concluir 2017 (Véase Gráfico 76).

Gráfico 76. Incremento de Capacidad de Transferencia de Carga en Enlaces Prioritarios de Transmisión (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

7.2.6 POBLACIÓN QUE CUENTA CON SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este indicador tiene por objeto conocer la evolución y tendencia del porcentaje de la población con acceso al servicio de energía eléctrica, mismo que considera a la población total dentro y fuera del alcance del SEN, es decir, en todo el territorio nacional. La fórmula para el cálculo del indicador es la siguiente:

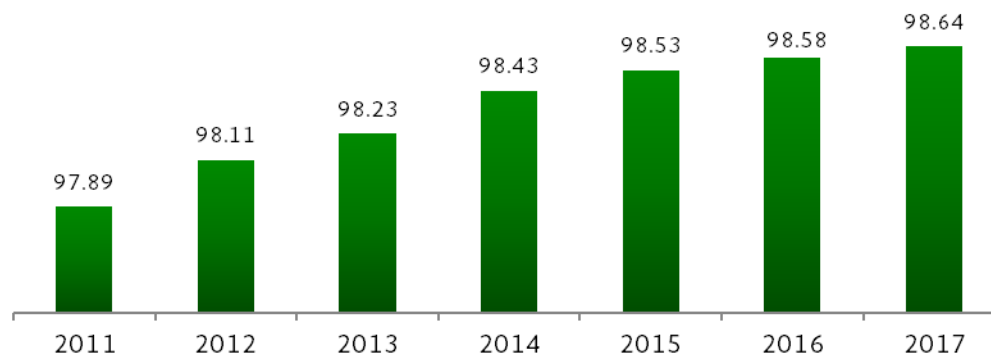
$$PSEE = (\text{Población con acceso al servicio de energía eléctrica} / \text{Población total}) * 100$$

Dónde:

PSEE = Población que cuenta con servicio de energía eléctrica

Durante el periodo 2011-2017, el indicador Población que Cuenta con Servicio de Energía Eléctrica ha mostrado una evolución favorable, con una tendencia de crecimiento progresivamente ascendente en el periodo (Véase Gráfico 77).

Gráfico 77. Población que cuenta con Servicio de Energía Eléctrica (%)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

Este indicador de cobertura eléctrica en el país ha evolucionado favorablemente en los últimos seis años y se situó en 98.64% al cierre de 2017, lo que significa que, del total de habitantes, más de 127 millones de ellos cuentan con el servicio de energía eléctrica, mientras que 1.8 millones de habitantes (1.36%) todavía carece de este servicio. La meta contemplada en el PROSENER es finalizar 2018 con una cobertura eléctrica de 99.00%.

Por entidad federativa, la población que menos acceso tuvo al servicio de electricidad fue la de Oaxaca, con 3.8%, seguida de Guerrero y Chiapas con 3.8% y 3.7%, respectivamente. En contraste, los estados con más acceso al servicio de electricidad fueron Tlaxcala, Colima, Coahuila y Aguascalientes con porcentajes de la población con privación del servicio eléctrico muy similares, de alrededor de 0.3%; le siguen Puebla y Ciudad de México con 0.5% en ambos casos (Véase Tabla 33).

Tabla 33. Población con y sin electricidad (habitantes), diciembre 2017

Entidad Federativa	Población Total	Población con Electricidad	%	Población sin Electricidad	%
Aguascalientes	1,406,797	1,402,337	99.68	4,460	0.32
Baja California	3,732,560	3,709,070	99.37	23,490	0.63
Baja California Sur	907,465	899,237	99.09	8,228	0.91
Campeche	944,083	932,843	98.81	11,240	1.19
Chiapas	5,707,424	5,493,414	96.25	214,010	3.75
Chihuahua	3,680,046	3,575,651	97.16	104,395	2.84
Coahuila	3,214,950	3,204,770	99.68	10,180	0.32
Colima	811,180	808,942	99.72	2,238	0.28
CDMX	9,067,378	9,021,576	99.49	45,802	0.51
Durango	1,846,695	1,792,168	97.05	54,527	2.95
Guanajuato	6,590,675	6,544,820	99.30	45,855	0.70
Guerrero	3,869,749	3,723,724	96.23	146,025	3.77
Hidalgo	3,268,765	3,242,754	99.20	26,011	0.80
Jalisco	8,423,124	8,372,035	99.39	51,089	0.61
México	17,286,046	17,123,950	99.06	162,096	0.94
Michoacán	5,040,053	4,994,028	99.09	46,025	0.91
Morelos	2,078,420	2,058,074	99.02	20,346	0.98
Nayarit	1,343,690	1,315,484	97.90	28,206	2.10
Nuevo León	5,497,572	5,436,401	98.89	61,171	1.11
Oaxaca	4,308,079	4,145,369	96.22	162,710	3.78
Puebla	6,474,458	6,442,783	99.51	31,675	0.49
Querétaro	2,269,562	2,237,166	98.57	32,396	1.43
Quintana Roo	1,706,103	1,696,682	99.45	9,421	0.55
San Luis Potosí	2,884,668	2,807,487	97.32	77,181	2.68
Sinaloa	3,038,696	3,011,229	99.10	27,467	0.90
Sonora	3,159,093	3,132,169	99.15	26,924	0.85
Tabasco	2,706,896	2,669,350	98.61	37,546	1.39
Tamaulipas	3,703,567	3,627,025	97.93	76,542	2.07
Tlaxcala	1,355,168	1,351,519	99.73	3,649	0.27
Veracruz	8,560,514	8,387,314	97.98	173,200	2.02
Yucatán	2,198,384	2,186,201	99.45	12,183	0.55
Zacatecas	1,706,014	1,685,233	98.78	20,781	1.22
Nacional	128,787,874	127,030,805	98.64	1,757,069	1.36

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

7.2.7 TIEMPO DE INTERRUPCIÓN POR USUARIO (TIU) SIN AFECTACIONES

El número de minutos por usuario en que se interrumpe el servicio de energía eléctrica al usuario es un indicador de calidad del servicio eléctrico. Este indicador mide el tiempo promedio en el que un usuario no dispone del servicio eléctrico en el año, producido por disturbios atribuibles a Generación, otras empresas generadoras, CENACE, Transmisión y Distribución, excluyendo redes secundarias de baja tensión y acometidas. La fórmula para el cálculo del indicador es la siguiente:

$$\text{TIU} = \text{ATIU (Generación)} + \text{ATIU (Otras empresas generadoras)} + \text{ATIU (CENACE)} + \text{ATIU (Transmisión)} + \text{ATIU (Distribución)}$$

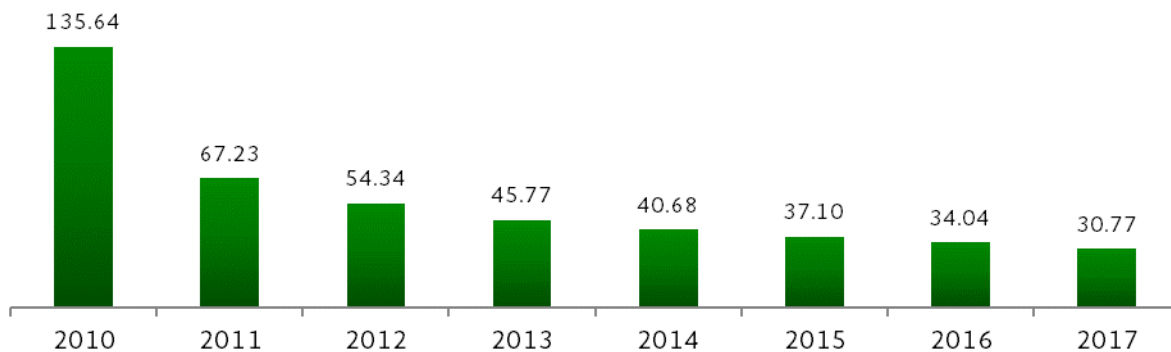
$$\text{ATIU} = \sum_{n=1}^{12} \left(\sum_{i=1}^{i} T_i * U_i \right) / \text{UT}$$

Donde:

- T_i = Duración de la interrupción i, expresada en minutos por usuario y que se presenta durante el mes.
- n = Número del mes.
- i = Número de interrupción.
- U_i = Usuarios afectados por la interrupción i.
- UT = Promedio de usuarios en los últimos 12 meses (año móvil)
- ATIU = Aportación al tiempo en minutos de interrupción por usuario.

EL TIU sin afectaciones ajenas ha venido mostrando una clara tendencia descendente (mejora), al haberse reducido el tiempo promedio de interrupción del servicio de energía eléctrica por usuario, de 135.64 minutos en 2010 a 30.77 minutos en 2017, lo que implica una disminución de 104.88 minutos en los últimos siete años y de 3.28 minutos en relación con el resultado registrado en 2016 (Véase Gráfico 78).

Gráfico 78. Tiempo de Interrupción por Usuario sin Afectaciones
(Minutos por usuario / Año)



Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CFE.

7.2.8 PARTICIPACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES Y TECNOLOGÍAS LIMPIAS EN CAPACIDAD INSTALADA DE GENERACIÓN

Este indicador mide la participación de energías renovables y tecnologías limpias en la capacidad instalada de generación de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Se determina sumando el total de capacidad instalada de generación de electricidad con energía renovable y tecnologías limpias, dividida entre el total de capacidad instalada de generación, incluyendo la de generadores públicos y privados. La fórmula para el cálculo del indicador es la siguiente:

$$PCIL = (CL \text{ Limpia} / CI \text{ Total}) * 100$$

Dónde:

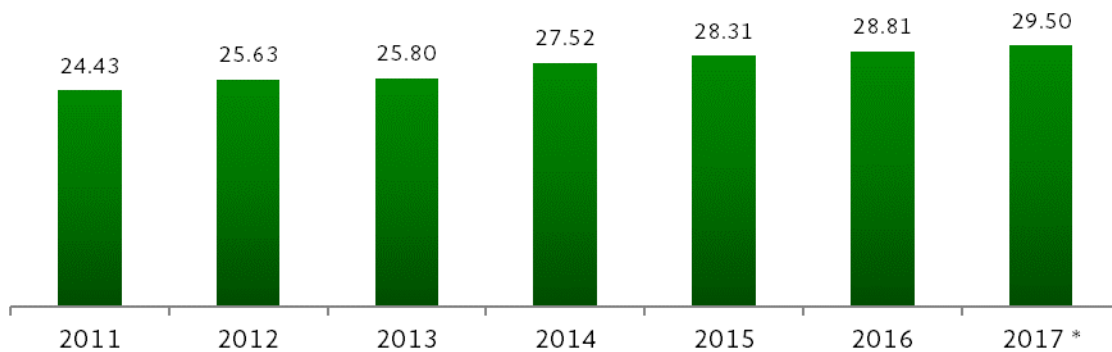
PCIL = Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación (%)

CL Limpia = Capacidad Instalada de Generación Eléctrica con Energías Limpias en capacidad instalada de generación de electricidad (MW).

CI Total = Capacidad Instalada de Generación Eléctrica total (MW)

Durante el periodo 2011-2017, el indicador Participación de Energías Renovables y Tecnologías Limpias en Capacidad Instalada de Generación ha mostrado una evolución favorable, con una tendencia de crecimiento ascendente al pasar de 24.43% en 2011 a 29.50% en 2017, lo que equivale a un incremento de 5.1 puntos porcentuales en el periodo (Véase Gráfico 79).

Gráfico 79. Participación de Energías Renovables y Tecnologías
Limpas en Capacidad Instalada de Generación (%)



* Cierre preliminar.

Fuente: Secretaría de Energía con datos de CFE y CRE.

La meta para 2018 es de un porcentaje mayor o igual a 34.6%, misma que se pretende alcanzar mediante la ejecución de proyectos y la puesta en operación de nuevas plantas generadoras que operarán con fuentes renovables y con tecnologías limpias, cuyos contratos se han venido asignando a empresas mexicanas y de otros países con base en las ofertas ganadoras de las Subastas de Largo Plazo y Subastas de Mediano Plazo.

ANEXO

ANEXO 1. ESTADOS FINANCIEROS DE CFE Y SUS EMPRESAS PRODUCTIVAS SUBSIDIARIAS

A1.1. ESTADO DE RESULTADOS CONSOLIDADOS DE LA CFE (Millones de pesos corrientes)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Ingresos *	311,021	318,410	333,397	306,864	352,106	493,891
Costo de Explotación	234,974	243,673	234,037	220,403	249,261	334,594
Depreciación	35,045	37,872	41,565	45,252	53,384	59,467
Gastos Administrativos y otros	6,557	6,904	8,151	7,999	19,193	4,379
Obligaciones Laborales	44,941	48,689	55,090	68,564	(111,828)	47,903
Remanente de Operación	(10,496)	(18,728)	(5,447)	(35,354)	142,096	47,547
Costo Financiero (Neto)	10,929	22,442	43,925	59,357	65,840	12,976
Aprovechamiento	44,779	46,013	58,792	0	0	0
Otros Gastos (Productos) Neto	(3,789)	(5,199)	(5,032)	(799)	0	0
Resultado Integral antes de impuestos y otros	(62,415)	(81,984)	(103,132)	(93,912)	76,256	34,572
Insuficiencia tarifaria	77,036	85,770	86,227	-	-	-
Cancelación de la insuficiencia tarifaria no cubierta por el Aprovechamiento**	(32,257)	(39,758)	(27,435)	-	-	-
I.S.R Remanente distribuible	1,580	1,581	2,492	-	-	-
Impuesto a la utilidad diferido	-	-	-	-	-	73,339
Resultado Neto	(19,216)	(37,552)	(46,832)	(93,912)	76,256	107,910

* Incluye ingreso por subsidio por 30,000 millones de pesos en 2016 y por 65,914.8 millones en 2017

** A partir de 2012 se cancela la insuficiencia tarifaria no cubierta por el Aprovechamiento debido a la adopción de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).

Fuente: Estados Financieros Auditados de la CFE.

A1.2. ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA CONSOLIDADO CFE
(Millones de pesos corrientes)

Concepto	2012	2013	2014	2015	2016	2017
ACTIVO TOTAL	989,925	1,125,118	1,175,948	1,291,433	1,472,663	1,574,220
Activo Circulante	151,746	145,603	148,532	147,638	137,201	195,492
Efectivo y Valores	33,514	35,516	36,311	35,589	42,267	67,238
Cuentas y Doctos. por Cobrar	89,547	81,694	81,611	86,356	69,714	101,272
Materiales para Operación	21,107	19,984	21,280	15,532	14,026	14,643
Cuentas por Cobrar a Largo Plazo	7,577	8,409	9,331	10,161	11,194	12,339
Activo Fijo	813,280	954,246	998,057	1,085,946	1,287,172	1,252,938
Otros Activos	24,899	25,269	29,359	57,849	48,290	48,922
Impuesto a la utilidad diferido	-	-	-	-	-	76,868
PASIVO TOTAL	880,781	949,141	1,020,404	1,161,487	931,966	956,085
Pasivo a Corto Plazo	123,113	128,949	123,583	132,891	106,714	169,723
Pasivo a Largo Plazo	290,877	291,908	330,927	390,744	413,982	401,157
Pasivo Diferido	15,002	20,460	26,512	31,798	50,157	23,425
Reservas	451,789	507,824	539,383	606,054	361,114	361,780
PATRIMONIO	109,144	175,978	155,544	129,946	540,697	618,135
PASIVO Y PATRIMONIO	989,925	1,125,118	1,175,948	1,291,433	1,472,663	1,574,220
Relación Patrimonio/Activo Total (%)	11.0	15.6	13.2	10.1	36.7	39.3

Nota: A partir de 2012 CFE adoptó las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF's).

Fuente: Estados Financieros Auditados 2017 reportados en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de CFE 2017.

A1.3. ESTADOS DE RESULTADOS 2017 DE LAS EPS DE CFE
(Millones de pesos)

Concepto	CFE Gen. I	CFE Gen. II	CFE Gen. III	CFE Gen. IV	CFE Gen. V	CFE Gen. VI	CFE Transmisión	CFE Distribución	CFE SSB
Ingresos	47,996	42,317	44,208	43,443	284	41,905	60,157	155,724	504,153
Costos y gastos de operación	47,860	41,680	44,208	41,796	274	74,893	56,679	117,468	518,324
Costos y gastos de explotación	39,884	37,502	36,975	33,498	210	40,019	38,720	87,423	513,279
Depreciación	6,846	2,621	5,286	7,051	0	31,983	13,317	12,288	121
Costo de obligaciones laborales	1,130	1,557	1,947	1,247	65	2,891	4,642	17,757	4,924
Resultado de operación	136	637	0.5	1,647	9	-32,988	3,478	38,256	-14,171
Costo financiero (Neto)	2,548	1,950	2,662	497	3	655	3,391	2,001	2,600
Impuesto a la utilidad diferido (neto)	0	-4,415	0	-5,038	0	0	-13,250	-52,857	0
Resultado neto	-2,412	3,101	-2,662	6,187	6	-33,643	13,337	89,112	-16,771
Otros resultados integrales	-678	1,804	-740	508	73	750	861	-1,970	2,520
Resultado integral del periodo	-3,091	4,905	-3,402	6,695	79	-32,893	14,198	87,142	-14,251

Fuente: Estados Financieros Auditados 2017 reportados en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de CFE 2017.

A1.4. ESTADOS DE SITUACIÓN FINANCIERA 2017 DE LAS EPS DE CFE
(MILLONES DE PESOS)

Concepto	CFE Gen. I	CFE Gen. II	CFE Gen. III	CFE Gen. IV	CFE Gen. V	CFE Gen. VI	CFE Transmisión	CFE Distribución	CFE SSB
ACTIVO TOTAL	123,008	109,246	127,836	165,727	3,701	54,687	355,688	505,272	135,845
Activo Circulante	17,141	11,534	18,887	28,348	3,526	21,919	15,035	48,540	133,940
Efectivo	11,006	71	92	26,561	0	10	511	4,993	10,971
Cuentas por cobrar (neto) *	4,844	11,037	17,034	1,030	3,526	13,251	13,216	43,309	122,968
Inventarios y materiales para Operación (neto)	1,291	426	1,761	758	0	8,658	1,308	238	0
Activo Fijo	105,845	89,448	108,948	132,319	0	32,572	291,499	396,905	1,900
Otros Activos	23	3,725	1	1	175	196	35,519	6,684	6
Impuesto a la utilidad diferido	0	4,539	0	5,058	0	0	13,635	53,143	0
PASIVO TOTAL	42,012	59,883	34,581	27,407	4,056	55,110	175,054	296,095	220,580
Pasivo a Corto Plazo	8,950	10,171	8,383	13,072	3,455	18,557	38,188	51,776	163,800
Pasivo a Largo Plazo	33,062	49,712	26,199	14,335	601	36,553	136,866	244,319	56,779
PATRIMONIO	80,996	49,363	93,255	138,320	-356	-423	180,634	209,177	-84,734
PASIVO Y PATRIMONIO	123,008	109,246	127,836	165,727	3,701	54,687	355,688	505,272	135,845
Relación Patrimonio/Activo Total (%)	65.8	45.2	72.9	83.5	-9.6	-0.8	50.8	41.4	-62.4

* incluye cuentas por cobrar MEM, cuentas por cobrar Inter compañías, cuentas por cobrar a clientes y otras cuentas por cobrar.

Fuente: Estados Financieros Auditados 2017 reportados en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal de CFE 2017.

ANEXO 2. MARCO REGULATORIO

A2.1. MARCO REGULATORIO DE LA REFORMA ENERGÉTICA EN EL SECTOR ELÉCTRICO (Diciembre/2013 - Diciembre/2017)

Fecha	Regulación	Enlace
Reforma Constitucional en Materia Energética		
20 de diciembre de 2013	DECRETO por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
Leyes Secundarias		
11 de agosto de 2014	Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIEec_110814.pdf
11 de agosto de 2014	Ley de la Comisión Federal de Electricidad.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LCFE_110814.pdf
11 de agosto de 2014	Ley de los Órganos Reguladores en Materia Energética.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LORCME_110814.pdf
Reglamentos de Ley		
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LIE.pdf
31 de octubre de 2014	REGLAMENTO Interior de la Secretaría de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366666&fecha=31/10/2014
28 de noviembre de 2014	REGLAMENTO Interno de la Comisión Reguladora de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5372668&fecha=28/11/2014
24 de noviembre de 2017	MANUAL de Organización General de la Comisión Reguladora de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505669&fecha=24/11/2017
Estatutos, Decretos y Términos		
31 de marzo de 2014	Reformas al ESTATUTO de la Comisión Federal de Electricidad.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5338841&fecha=31/03/2014
28 de agosto de 2014	DECRETO por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía.	http://cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/Decretos/Decreto%20de%20

11 de enero de 2016	TÉRMINOS para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016
29 de marzo de 2016	ACUERDOS de creación de las empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad denominadas CFE Generación I, II, III, IV, V y VI, CFE Distribución, CFE Suministrador de Servicios Básicos y CFE Transmisión.	http://dof.gob.mx/index.php?year=2016&month=03&day=29
24 de junio de 2016	DECRETO por el que el Instituto de Investigaciones Eléctricas se convierte en el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442434&fecha=24/06/2016
29 de junio de 2016	ESTATUTO Orgánico del Centro Nacional de Control de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5442924&fecha=29/06/2016
19 de septiembre de 2016	RESOLUCIÓN que modifica el capítulo 8 de los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, y los plazos y mecanismos transitorios que deberá observar la Comisión Federal de Electricidad para la Separación Legal y Contable, la participación como generador y suministrador en los procesos de la subasta de largo plazo.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5452921&fecha=19/09/2016
4 de noviembre de 2016	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.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5459866&fecha=04/11/2016
21 de febrero de 2017	TÉRMINOS para la administración de los contratos de producción independiente.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472487&fecha=21/02/2017
17 de agosto de 2017	ACUERDO mediante el cual se delegan en el Subgerente de Operación y Despacho del Centro Nacional de Control de Energía, las facultades necesarias para determinar las ofertas validadas, aceptadas, rechazadas, invalidadas o inconsistentes con los precios de referencia, presentadas por los Participantes del Mercado en el Mercado de Día en Adelanto	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5494204&fecha=17/08/2017
17 de agosto de 2017	ACUERDOS mediante los cuales se delegan en el Jefe de Unidad de Planeación y Administración de Proyectos, Gerentes de Control Regional de la Subdirección de Operación, Subdirector de Planeación de la Dirección de Operación y Planeación, Subgerentes de Operación y Despacho de las Gerencias de Control Regional y el Director de Administración y Finanzas del Centro Nacional de Control de Energía, las facultades que se indican.	http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2017&month=08&day=17
29 de noviembre de 2017	MODIFICACIÓN a las disposiciones generales en materia de adquisiciones, arrendamientos, contratación de servicios y ejecución de obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus empresas productivas subsidiarias.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506075&fecha=29/11/2017

15 de diciembre de 2017	ESTATUTO Orgánico de CFE Generación IV ^{8/}	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507987&fecha=15/12/2017 http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511268&fecha=24/01/2018
22 de diciembre de 2017	ESTATUTO Orgánico de CFE Generación II.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508811&fecha=22/12/2017
22 de diciembre de 2017	ESTATUTO Orgánico de CFE Generación V.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508812&fecha=22/12/2017
22 de diciembre de 2017	ESTATUTO Orgánico de CFE Generación VI.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5508813&fecha=22/12/2017
2 de enero de 2018	ESTATUTO Orgánico de CFE Generación III. ^{9/}	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5509866&fecha=02/01/2018
4 de enero de 2018	ESTATUTO Orgánico de CFE Distribución.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510072&fecha=04/01/2018
Instrumentos normativos para la industria eléctrica		
Tarifas		
7 de septiembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20045%202015%20Tarifas%20Transmisi%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf
31 de diciembre de 2015	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo tarifario inicial que comprende del 1 de enero de 2016 y hasta el 31 de diciembre de 2018.	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MarcoRegulatorio/AcuerdosCRE/Acuerdo%20CRE%20A%20074%202015%20Tarifas%20Distribuci%C3%B3n%202016%20a%202018%20Aprobadas.pdf

10 de enero de 2017	AVISO por el que se dan a conocer las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 enero de 2017 y hasta el 31 de enero de 2017.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468837&fecha=10/01/2017
16 de enero de 2017	ACTUALIZACIÓN de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469151&fecha=16/01/2017
9 de febrero de 2017	ACUERDO Núm. A/058/2016 por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de transmisión correspondientes a los años 2016-2018 contenidas en el Acuerdo A/045/2015.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5471311&fecha=09/02/2017
21 de febrero de 2017	AVISO por el que se dan a conocer las tarifas de operación del Centro Nacional de Control de Energía para el periodo que comprende del 1 febrero al 31 de diciembre de 2017.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472502&fecha=21/02/2017
1 de marzo de 2017	ACUERDO Núm. A/058/2016 por el que la Comisión Reguladora de Energía define entre otros criterios, el criterio de interpretación administrativa en relación con las tarifas aprobadas para el servicio público de distribución correspondientes a los años 2016-2018 contenidas en el Acuerdo A/074/2015.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474996&fecha=01/03/2017 Nota Aclaratoria: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5476192&fecha=14/03/2017
7 de abril de 2017	ACTUALIZACIÓN de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2017 al 31 de diciembre de 2017.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479136&fecha=07/04/2017
30 de noviembre de 2017	ACUERDO por el que se autoriza a la Secretaría de Hacienda y Crédito Público a establecer el mecanismo de fijación de las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506178&fecha=30/11/2017
30 de noviembre de 2017	ACUERDO por el que se autorizan las tarifas finales de energía eléctrica del suministro básico a usuarios domésticos.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506179&fecha=30/11/2017
18 de enero de 2018	ACTUALIZACIÓN de las tarifas que aplicará la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de distribución de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.	http://diariooficial.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510836&fecha=18/01/2018
29 de enero de 2018	ACTUALIZACIÓN de tarifas que aplicará CFE Transmisión empresa productiva subsidiaria de la Comisión Federal de Electricidad por el servicio público de transmisión de energía eléctrica durante el periodo que comprende del 1 de enero de 2018 al 31 de diciembre de 2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511619&fecha=29/01/2018

Bases del Mercado y Manuales		
8 de septiembre de 2015	Bases del Mercado Eléctrico.	Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015 015 Quinta Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407717&fecha=08/09/2015
19 de noviembre de 2015	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Largo Plazo.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&fecha=19/11/2015
15 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Estado de Cuenta, Facturación y Pagos.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429859&fecha=15/03/2016
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Garantías de Cumplimiento.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430146&fecha=16/03/2016
16 de marzo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Solución de Controversias.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5430145&fecha=16/03/2016
13 de mayo de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Contratos de Interconexión Legados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5437141&fecha=13/05/2016
17 de junio de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441705&fecha=17/06/2016
4 de julio de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual del Sistema de Información del Mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5443383&fecha=04/07/2016
15 de julio de 2016	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5444865&fecha=15/07/2016
14 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Asignación de Derechos Financieros de Transmisión Legados.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5452616&fecha=14/09/2016

22 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual del Mercado para el Balance de Potencia.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453483&fecha=22/09/2016
15 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que se emite el Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465576&fecha=15/12/2016
20 de enero de 2017	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Manual de Transacciones Bilaterales y Registro de Contratos de Cobertura Eléctrica.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469477&fecha=20/01/2017
2 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía actualiza la metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5475111&fecha=02/03/2017
12 de junio de 2017	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Mediano Plazo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5486350&fecha=12/06/2017
28 de julio de 2017	ACUERDO por el que se emite el Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5492256&fecha=28/07/2017
16 de octubre de 2017	ACUERDO por el que se emite el Manual de Costos de Oportunidad	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5501341&fecha=16/10/2017
13 de noviembre de 2017	ACUERDO por el que se emite el Manual de Programación de Salidas	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5504325&fecha=13/11/2017
21 de noviembre de 2017	ACUERDO por medio del cual la Comisión Reguladora de Energía aclara la forma de aplicar lo establecido en el Resolutivo Segundo de la Resolución RES/143/2017 por la que se actualizó la metodología para la determinación del Costo Total de Corto Plazo (CTCP).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505112&fecha=21/11/2017
23 de noviembre de 2017	ACUERDO por el que se emite el Manual de Pronósticos.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505475&fecha=23/11/2017
4 de diciembre de 2017	ACUERDO por el que se emite el Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506567&fecha=04/12/2017

8 de enero de 2018	ACUERDO por el que se emite el Manual para el Desarrollo de las Reglas del Mercado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510180&fecha=08/01/2018
8 de enero de 2018	ACUERDO por el que se emite el Manual de Contratos de Cobertura de Servicios de Transmisión y Distribución.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510179&fecha=08/01/2018
15 de enero de 2018	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía ordena la publicación del Proyecto de Norma Oficial Mexicana PROY-NOM-001-CRE/SCFI-2017, Sistemas de medición de energía eléctrica-Medidores y transformadores de instrumento-Especificaciones metrológicas, métodos de prueba y procedimiento para la evaluación de la conformidad. (Continúa en la Tercera Sección).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510602&fecha=15/01/2018 http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510604&fecha=15/01/2018
09 de febrero de 2018	ACUERDO por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. (Continúa en la Segunda y Tercera Sección).	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018 http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512746&fecha=09/02/2018
Modelo de contrato, convenios, disposiciones generales y avisos para interesados en participar en el MEM		
17 de julio de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía autoriza y expide los modelos de contrato provisional de interconexión, los convenios provisionales de transmisión y compraventa de excedentes.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5400987&fecha=17/07/2015
31 de diciembre de 2015	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421973&fecha=31/12/2015
25 de enero de 2016	ACUERDO por el que se emiten los modelos de Convenios de Transportistas y Distribuidores, los modelos de Contratos de Participantes del Mercado Eléctrico Mayorista, en las modalidades de Generador, Suministrador, Comercializador no Suministrador y Usuario Calificado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423400&fecha=25/01/2016

28 de enero de 2016	RESOLUCIÓN que Autoriza el inicio de las operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disposiciones transitorias para su entrada en vigor.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423787&fecha=28/01/2016
3 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la Comisión Reguladora de Energía expide 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, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de Industria Eléctrica. ^{1/}	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424297&fecha=03/02/2016
4 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de conexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para centros de carga conectadas a tensiones mayores a 1 kV a la red nacional de transmisión o a las redes generales de distribución, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica. ^{2/}	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424370&fecha=04/02/2016
8 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio para la importación de energía eléctrica mediante una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional, conforme al artículo 12, fracción XV de la Ley de la Industria Eléctrica. ^{3/}	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424692&fecha=08/02/2016
11 de febrero de 2016	ACTUALIZACIÓN del calendario relativo al mercado de energía de corto plazo para el Sistema Interconectado de Baja California Sur.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425279&fecha=11/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 10 de febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Baja California.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426430&fecha=22/02/2016
22 de febrero de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista que el día 12 de febrero fue notificada al Centro Nacional de Control de Energía mediante oficio, la Declaratoria de Entrada en Operación del Mercado de Energía de Corto Plazo para el Sistema Interconectado Nacional.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426431&fecha=22/02/2016
29 de marzo de 2016	Acuerdos de creación de empresas productivas subsidiarias de la Comisión Federal de Electricidad de generación, transmisión, distribución y Suministro de Servicios Básicos.	http://www.dof.gob.mx/index.php?year=2016&month=03&day=29
12 de abril de 2016	AVISO a los interesados en participar en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432692&fecha=12/04/2016

9 de junio de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el modelo de contrato de interconexión legado para permisionario de exportación de energía eléctrica, a través de una central eléctrica ubicada en el territorio nacional.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5440670&fecha=09/06/2016
20 de julio de 2016	ACUERDO mediante el cual se delegan en el Jefe de Unidad de Planeación y Derechos de Transmisión, las facultades para celebrar subastas para llevar a cabo la suscripción de los Contratos de Cobertura Eléctrica entre los Generadores y los representantes de los Centros de Carga.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445291&fecha=20/07/2016
25 de julio de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que modifica la diversa RES/008/2016 por la que se emitieron las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016
3 de agosto de 2016	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones a las fechas y mecanismos transitorios que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la emisión de Estados de Cuenta Diarios, Facturación, Notas de Crédito, Notas de Débito y Pagos para el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5446695&fecha=03/08/2016
3 de agosto de 2016	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para la Administración de Garantías de Cumplimiento en el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5446696&fecha=03/08/2016
23 de septiembre de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía establece los criterios bajo los cuales se incorporarán en el ingreso requerido del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453683&fecha=23/09/2016
6 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que establece los términos generales respecto a las ofertas presentadas en el Mercado Eléctrico Mayorista que debe publicar el Centro Nacional de Control de Energía dentro de los 60 días naturales siguientes al día de que se trate.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5464170&fecha=06/12/2016
14 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que se determinan los elementos de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución que corresponden al Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465446&fecha=14/12/2016
5 de enero de 2017	DISPOSICIONES para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468641&fecha=05/01/2017

5 de enero de 2017	TÉRMINOS para las ofertas de capacidades disponibles basadas en costos.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468642&fecha=05/01/2017
6 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN que autoriza de forma transitoria la facturación, cobranza y pago a través de mandatarios comunes por parte de los participantes de mercado, transportistas y distribuidores ante el CENACE.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5475366&fecha=06/03/2017
7 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que expide 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.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017
21 de marzo de 2017	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece un criterio transitorio de estimación de registros de medición cinco-minutal de energía eléctrica para los contratos de interconexión legados, a fin de que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén disponibles.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5476986&fecha=21/03/2017
27 de julio de 2017	ACUERDO por el que se emite el Procedimiento de Operación para la Consola de Pagos	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5492065&fecha=27/07/2017
27 de julio de 2017	DECLARATORIA de entrada en vigor de las Disposiciones Generales en Materia de Adquisiciones, Arrendamientos, Contratación de Servicios y Ejecución de Obras de la Comisión Federal de Electricidad y sus Empresas Productivas Subsidiarias	DISPOSICIONES GENERALES: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468240&fecha=30/12/2016 DECLARATORIA: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5492089&fecha=27/07/2017
25 de agosto de 2017	TÉRMINOS, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5495120&fecha=25/08/2017
21 de noviembre de 2017	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que se emite el criterio de interpretación del concepto "necesidades propias", establecido en el artículo 22 de la Ley de la Industria Eléctrica, y por el que se describen los aspectos generales aplicables a la actividad de Abasto Aislado.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5505111&fecha=21/11/2017

27 de diciembre de 2017	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que se reconoce a los integrantes de una sociedad de autoabastecimiento o de un permiso de cogeneración de energía eléctrica, el derecho a solicitar directamente la exclusión de sus centros de carga del permiso y del contrato de interconexión legado respectivo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5509124&fecha=27/12/2017
15 de mayo de 2018	ACUERDO por el que se establece la circunscripción territorial de las Gerencias de Control Regional del Centro Nacional de Control de Energía.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5522585&fecha=15/05/2018
Criterios para interconexión, inspección y verificación de la industria eléctrica		
2 de junio de 2015	CRITERIOS mediante los que se establecen las características específicas de la infraestructura requerida para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5394833&fecha=02/06/2015
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las bases normativas para autorizar unidades de inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, el procedimiento aplicable a inspecciones y las condiciones de operación de las unidades de inspección.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423106&fecha=20/01/2016
20 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de materia eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423107&fecha=20/01/2016
10 de febrero de 2016	ANEXO a la Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, publicadas el 20 de enero de 2016.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425008&fecha=10/02/2016
16 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide 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.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5425779&fecha=16/02/2016
8 de abril de 2016	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.	Tercera Sección http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016 Cuarta Sección http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432509&fecha=08/04/2016

11 de noviembre de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los criterios y la metodología para determinar las visitas de verificación o inspección que deberán llevarse a cabo.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460748&fecha=11/11/2016
23 de febrero de 2017	ACUERDO que determina los lugares de concentración pública para la verificación de las instalaciones eléctricas.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5472785&fecha=23/02/2017
Permisos y registros para Participantes del Mercado		
24 de diciembre de 2014	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones generales para la importación de energía eléctrica de una central eléctrica ubicada en el extranjero conectada exclusivamente al sistema eléctrico nacional, conforme al transitorio décimo, párrafo tercero, de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5377267&fecha=24/12/2014
8 de abril de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&fecha=08/04/2015
24 de septiembre de 2015	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, la descripción del proyecto y el formato de solicitud de permisos de suministro calificado y de suministro de último recurso.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5409327&fecha=24/09/2015
2 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de Usuarios Calificados. ^{4/}	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424091&fecha=02/02/2016
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de comercializadores no suministradores.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424774&fecha=09/02/2016
16 de junio de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía delega al Secretario Ejecutivo las facultades de inscripción, emisión y suscripción de constancias, actualización de datos y baja en el registro de Usuarios Calificados.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441501&fecha=16/06/2016
8 de noviembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que define el criterio para determinar los proyectos de generación de energía eléctrica que, por sus características, requieren de una ubicación específica de conformidad con el artículo 71 de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5460070&fecha=08/11/2016

8 de diciembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que delega a la Secretaría Ejecutiva las facultades de inscripción, emisión y suscripción de constancias, actualización de datos y baja en el registro de comercializadores no suministradores.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5464597&fecha=08/12/2016
16 de diciembre de 2016	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía que define los criterios administrativos para dar cumplimiento al artículo Décimo Tercero Transitorio, fracción I, inciso c) de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465849&fecha=16/12/2016
5 de enero de 2017	RESOLUCIÓN que autoriza modificaciones adicionales a las fechas que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía para diversas disposiciones operativas que regulan el Mercado Eléctrico Mayorista.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5468640&fecha=05/01/2017
17 de abril de 2017	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación de energía eléctrica o suministro eléctrico.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479929&fecha=17/04/2017
23 de junio de 2017	ACUERDO por el que se emite la Guía Operativa de la Cámara de Compensación para Contratos asignados a través de Subastas de Largo Plazo	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5487958&fecha=23/06/2017
24 de enero de 2017	ACUERDO de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican los plazos de respuesta de diversos trámites inscritos en el Registro Federal de Trámites y Servicios, que corresponde aplicar a la misma.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511260&fecha=24/01/2018
29 de marzo de 2018	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía delega al Jefe de la Unidad de Electricidad, la facultad de autorizar o negar las modificaciones de fechas estimadas de los programas de inicio y terminación de obras, así como de inicio de operación de la Central de Generación de Energía Eléctrica de los permisos de generación; y de las autorizaciones de importación o exportación de energía eléctrica.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5517670&fecha=29/03/2018
Suministro, Potencia y Demanda Agregada		
14 de enero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece el requisito mínimo que deberán cumplir los suministradores y los usuarios calificados participantes del mercado para adquirir potencia en términos del artículo 12, fracción XXI, de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422663&fecha=14/01/2016
9 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los mecanismos para la asignación de usuarios calificados y generadores exentos a los suministradores de último recurso, cuando se requiera en términos de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5424773&fecha=09/02/2016

17 de febrero de 2016	ACUERDO por el que la Comisión Reguladora de Energía expide los protocolos correctivo y preventivo para que el Centro Nacional del Control de Energía gestione la contratación de potencia en caso de emergencia conforme disponen los artículos 12, fracción XXII, y 135 penúltimo párrafo de la Ley de la Industria Eléctrica.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426015&fecha=17/02/2016
18 de febrero de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5426129&fecha=18/02/2016
4 de marzo de 2016	ANEXO por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen las condiciones generales para la prestación del suministro eléctrico, publicada el 18 de febrero de 2016.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5428724&fecha=04/03/2016
10 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general que establecen los requisitos y montos mínimos de contratos de cobertura eléctrica que los suministradores deberán celebrar relativos a la energía eléctrica, potencia y certificados de energía limpia que suministrarán a los centros de carga que representen y su verificación.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016
02 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que establece un criterio transitorio de estimación de datos de medición del Consumo de Energía Eléctrica en centros de carga con registros de medición cinco-minutales para que el transportista y el distribuidor estén en condiciones de proporcionar información en los casos en que tales registros no estén disponibles.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463905&fecha=02/12/2016
28 de febrero de 2017	AVISO por el que se da a conocer la política de confiabilidad, establecida por la Secretaría de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5473221&fecha=28/02/2017
28 de febrero de 2017	Tecnología de Generación de Referencia	http://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202016%20v2017%2002%2028.pdf
1 de marzo de 2017	ACUERDO que aboga el diverso por el que se determina el concepto de demanda y los requisitos para la agregación de Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados publicado el 26 de enero de 2016 y establece el concepto de demanda y los términos bajo los cuales los Usuarios Finales que pertenezcan a un grupo de interés económico podrán agregar sus Centros de Carga para ser considerados como Usuarios Calificados.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474979&fecha=01/03/2017

29 de agosto de 2017	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía que emite las Reglas de Operación del Comité Consultivo de Confiabilidad	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5495311&fecha=29/08/2017
Diversificación y promoción de fuentes de Energías Limpias		
1 de febrero de 2008	Ley de Promoción y Desarrollo de los Bioenergéticos.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LPD_B.pdf
6 de junio de 2012	Ley General de Cambio Climático.	http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/ref/lgcc/LGCC_orig_O6jun12.pdf
31 de octubre de 2014	LINEAMIENTOS que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
31 de marzo de 2015	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
14 de diciembre de 2015	Compromisos de Mitigación y Adaptación ante el Cambio Climático para el Periodo 2020-2030	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/39248/2015_indc_esp.pdf
24 de diciembre de 2015	Ley de Transición Energética.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
30 de marzo de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden las Disposiciones Administrativas de carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias ^{7/}	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431464&fecha=30/03/2016 http://diariooficial.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511102&fecha=23/01/2018
31 de marzo de 2016	AVISO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2019, establecido por la Secretaría de Energía.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016
27 de abril de 2016	RESOLUCIÓN por la que se expiden los criterios para la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5434788&fecha=27/04/2016

10 de mayo de 2016	Programa de Redes Eléctricas Inteligentes.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa de Reddes Elctricas Inteligente s_09_05_16.pdf
02 de diciembre de 2016	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la primera Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética.	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016
22 de diciembre de 2016	RESOLUCIÓN de la Comisión Reguladora de Energía por la que se expiden las Disposiciones administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia y establecen la metodología de cálculo para determinar el porcentaje de energía libre de combustible en fuentes de energía y procesos de generación de energía eléctrica.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016
19 de enero de 2017	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la revisión y actualización del Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía 2014-2018 (PRONASE).	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5469371&fecha=19/01/2017
28 de marzo de 2017	Segunda Revisión Anual 2017 Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2015-2019.	http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/206501/2a Revisi n anual Plan Quinquenal Sist rangas2015-2019 .pdf
29 de marzo de 2017	POLÍTICAS y Estrategias para la electrificación de Comunidades rurales y Zonas urbanas marginadas.	http://www.dof.mx/nota_detalle.php?codigo=5477945&fecha=29/03/2017
31 de marzo de 2017	AVISO por el que se da a conocer los requisitos para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2020, 2021 y 2022 establecidos por la Secretaría de Energía.	http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5478190&fecha=31/03/2017
4 de mayo de 2017	REGLAMENTO de la Ley de Transición Energética	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5481526&fecha=04/05/2017
31 de mayo de 2017	ACUERDO por el que la Secretaría de Energía emite el Programa Especial de la Transición Energética	http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5484916&fecha=31/05/2017

<p>24 de enero de 2018</p>	<p>RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía establece los 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.</p>	<p>http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511262&fecha=24/01/2018</p>
<p>29 de marzo de 2018</p>	<p>AVISO por el que se da a conocer el Requisito para la Adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2021 establecido por la Secretaría de Energía</p>	<p>http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5517668&fecha=29/03/2018</p>

ANEXO 3. SUMINISTRADORES CALIFICADOS

A3.1 CONTRATOS FORMALIZADOS DE SUMINISTRADORES CALIFICADOS A DICIEMBRE 2017

No.	Suministrador	Firma de contrato con CENACE	Inicio de operación
1	Suministro Sustentable de Energía en México, S.A.P.I. de C.V.	Marzo 2016	Septiembre 2016
2	CFE Calificados, S.A. de C.V.	Abril 2016	Septiembre 2016
3	Energía Buenavista, S. de R.L. de C.V.	Abril 2016	Proceso
4	E2M Suministrador Calificado, S.A.P.I. de C.V.	Noviembre 2016	Proceso
5	Iberdrola Clientes, S.A. de C.V.	Diciembre 2016	Marzo 2017
6	Ammper Energía, S.A.P.I. de C.V.	Diciembre 2016	Noviembre 2017
7	Orden Cardinal, S.A.P.I. de C.V.	Enero 2017	Julio 2017
8	Enel Energía, S.A. de C.V.	Febrero 2017	Proceso
9	American Light and Power MX, S.A.P.I. de C.V.	Febrero 2017	Junio 2017
10	Renovables Valor Agregado y Resultados Suministradora, S.A.P.I. de C.V.	Marzo 2017	Proceso
11	Bid Energy, S.A. de C.V.	Marzo 2017	Proceso
12	RC Energy, S.A. de C.V.	Marzo 2017	Proceso
13	Intergen Soluciones Energéticas, S. de R.L. de C.V.	Marzo 2017	Proceso
14	EPG México, S.A. de C.V.	Marzo 2017	Proceso
15	Despacho de Energía y Potencia, S.A. de C.V.	Mayo 2017	Proceso
16	ESCO Comercializadora Energética, S. de R.L. de C.V.	Mayo 2017	Proceso
17	FSE Suministradora FENIX, S.A.P.I. de C.V.	Junio 2017	Proceso
18	Brió Suministradora Energética, S.A.P.I. de C.V.	Junio 2017	Proceso
19	Estrategia Energía Eléctrica Comercializadora, S.A.P.I. de C.V.	Julio 2017	Proceso
20	SEISA Suministro Calificado de Energía, S.A. de C.V.	Julio 2017	Proceso
21	Ric Energy México, S.A.P.I. de C.V.	Septiembre 2017	Proceso
22	Blue Energy And Electricity, S.A.P.I. de C.V.	Octubre 2017	Proceso
23	Red Energía, S. de R.L. de C.V.	Octubre 2017	Proceso
24	Avant Energy Suministro, S. de R.L. de C.V.	Noviembre 2017	Proceso
25	Servicios y Energía México SYEM, S.A.P.I. de C.V.	Noviembre 2017	Proceso

Fuente: Secretaría de Energía con datos de la CRE y el CENACE.