Transición hacia mercados competidos de energía: Los Certificados de Energías Limpias en la industria eléctrica mexicana

Mayo 2021

cofece

Comisión
Federal de
Competencia
Económica

Transición hacia mercados competidos de energía:
Los Certificados de Energías Limpias en la industria eléctrica mexicana

1ª edición: mayo de 2021

Diseño: Pedro Antonio Ramírez Arce
Imagen de portada: chaiyapruek youprasert/Shutterstock.com

Comisión Federal de Competencia Económica
Av. Revolución N°725, Col. Santa María Nonoalco,
Alcadía Benito Juárez, C.P. 03700,
Ciudad de México, México.
www.cofece.mx

Derechos reservados conforme a la ley. ©COFECE, 2020.

Nota aclaratoria:
El presente documento fue elaborado como parte del proceso de evaluación de la competitividad del mercado de Certificados de Energías Limpias prevista en el vigésimo segundo artículo transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE) y retoma las respuestas recibidas al Cuestionario abierto al público sobre el Documento relativo al mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL), publicado en la página de internet de la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE o Comisión) el 19 de marzo de 2020. El presente documento no debe entenderse como una interpretación oficial de la COFECE respecto de la Ley Federal de Competencia Económica, ni podrá ser utilizado para vincular a la COFECE por motivo alguno. La COFECE invoca su facultad para aplicar las disposiciones normativas en materia de competencia económica sin miramiento al presente documento.
Queda prohibida la reproducción parcial o total, directa o indirecta del contenido de la presente obra, sin contar previamente con la autorización expresa y por escrito de los editores, en términos de lo así previsto por la Ley Federal del Derecho de Autor y, en su caso, por los tratados internacionales aplicables.

GLOSARIO

ASF	Auditoría Superior de la Federación
CCE	Contratos de Cobertura Eléctrica
CEL	Certificados de Energías Limpias
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFE Generación	Empresas Productivas Subsidiarias de Generación de la Comisión Federal de Electricidad
CFE SSB	Comisión Federal de Electricidad Suministrador de Servicios Básicos
CFE SSC	Comisión Federal de Electricidad Suministrador de Servicios Calificados
CIL	Contratos de Interconexión Legados
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
COFECE o Comisión	Comisión Federal de Competencia Económica
CONAMER	Comisión Nacional de Mejora Regulatoria
COP	Conferencia de las Partes
CPEUM o Constitución	Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos
CRE	Comisión Reguladora de Energía
Decreto	Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía del 20 de diciembre 2013
DFT	Derechos Financieros de Transmisión
DIST o DIT	Tarifas Generales en Alta Tensión
DOF	Diario Oficial de la Federación
EF	Empresa(s) Filial(es)
Enmienda	Enmienda de Doha
EPE	Empresa(s) Productiva(s) del Estado
EPS	Empresa Productiva Subsidiaria
Q o GDMTO	Tarifas Generales en Media Tensión
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GW	Gigawatt
GWh	Gigawatts hora
INAH	Instituto Nacional de Antropología e Historia
KWh	Kilowatt hora
LCFE	Ley de la Comisión Federal de Electricidad
LFCE	Ley Federal de Competencia Económica
LGCC	Ley General de Cambio Climático
LIE	Ley de la Industria Eléctrica
Lineamientos	Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición
LSPEE	Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica
LTE	Ley de Transición Energética
Manual de Interconexión	Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga
MBP	Mercado de Balance de Potencia
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
Modificación a los Lineamientos	Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014
MW	Megawatt
ONU	Organización de las Naciones Unidas
PAMRNT	Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que correspondan al MEM

PAT	Plan Anual de Trabajo
PIIRCE	Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas
PML	Precio Marginal Local
PND	Plan Nacional de Desarrollo
Política de Confiabilidad o Política	Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
Productos Asociados	Incluyen: Potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado
Reforma a la LIE	Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica, publicado el 9 de marzo de 2020
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
RUC	Registro de Usuarios Calificados
S-CEL	Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energía Limpia
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENER	Secretaría de Energía
SLP	Subasta de Largo Plazo
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSC	Suministrador de Servicios Calificados
TESL	Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad
TWh	Terawatt hora
UB	Usuario Básico
UC	Usuario Calificado
UCPM	Usuario Calificado Participante del Mercado

CONTENIDO

GLOSARIO 3
PRESENTACIÓN 6
RESUMEN EJECUTIVO 8
OBJETIVO Y ALCANCE 16

1. **La competencia como uno de los ejes rectores del marco normativo en materia de electricidad** 18
   I. Importancia del acceso no discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD) para asegurar la igualdad de oportunidades en la generación y el suministro de energía eléctrica. 21
   II. Importancia del despacho económico para garantizar la igualdad de oportunidades para competir en el eslabón de generación. 22
   III. Importancia de mantener la separación vertical y horizontal de CFE para permitir la competencia en la generación y comercialización. 24
2. **Los CEL como herramienta para motivar la generación limpia de energía eléctrica** 27
   I. Obligaciones en materia de energía limpia consideradas en la normativa mexicana. 28
   II. Los Certificados de Energías Limpias en la normativa mexicana. 30
3. **Aspectos regulatorios que favorecen la concentración de la demanda de CEL** 33
   I. Falta de incentivos de los usuarios para migrar voluntariamente al mercado. 35
   II. Dificultad para competir con la tarifa final de CFE SSB por falta de trazabilidad y cambios en su cálculo. 36
   III. Dificultad para competir con los esquemas de permisos otorgados bajo la regulación anterior. 39
4. **Aspectos regulatorios que reducen la oferta de CEL** 43
   I. Modificaciones a los criterios para otorgar CEL a plantas que operaban antes de 2014. 44
   II. Retrasos en el otorgamiento de Permisos de Generación. 48
   III. Falta de inversión en la expansión y modernización de la RNT y las RGD. 50
   IV. Falta de actualización en la metodología de cálculo de las Tarifas Reguladas. 54
   V. Gestión del incremento en la participación de fuentes limpias en la estabilidad del SEN. 55
   VI. Implicaciones de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional (Política de Confiabilidad). 66
   VII. Disminución de incentivos para la Generación Distribuida Limpia. 72
5. **Ausencia de mecanismos para la Comercialización de CEL** 73
   I. Cancelación de las Subastas de Largo Plazo (SLP). 74
   II. Falta de regulación relativa al Mercado de Corto Plazo. 81
6. **Falta de aplicación de los mecanismos de monitoreo y sanción para el cumplimiento de obligaciones de CEL** 82
   I. Problemas en la gestión y registro de la información referente a los CEL. 82
   II. Falta de información sobre la liquidación de CEL. 83
   III. Falta de aplicación de sanciones por incumplimiento de las obligaciones. 85
7. **Resultados del mecanismo de CEL** 85
   I. Descripción del análisis realizado. 85
   II. Cumplimiento de las obligaciones de CEL a nivel sistema. 86
   III. Cumplimiento de las obligaciones de CEL de CFE SSB. 87
   IV. Cumplimiento de Metas de Energía Limpia. 90

CONCLUSIONES 92

Anexo 1. Tabla de resumen de las 15 principales recomendaciones 95
Anexo 2. Listado completo de recomendaciones 98
Anexo 3. Metodología de estimación del modelo de resultados del mecanismo de CEL 103
Anexo 4. Implicaciones en materia de competencia de las modificaciones al régimen legado 113

REFERENCIAS 119

PRESENTACIÓN

El cambio climático es uno de los principales retos globales que enfrenta la humanidad.[1] Por ello, México, como muchos otros países, cuenta con compromisos en materia ambiental establecidos en distintos acuerdos internacionales, los cuales tienen rango constitucional.[2,3]

En concordancia con estos compromisos, las modificaciones constitucionales y legales en materia de energía que se llevaron a cabo en 2013 y 2014 buscaron, entre otros objetivos, avanzar en la transición energética a través de motivar la instalación de capacidad de generación eléctrica con base en fuentes limpias.[4] Para ello, México emprendió un proceso de transformación y apertura en su industria eléctrica similar al que, a partir de la década de los ochenta, habían realizado distintos países alrededor del mundo.[5]

A partir de los aprendizajes y la experiencia internacional, México introdujo diversas medidas que habían fungido como componentes centrales en esos procesos de apertura, entre los que destacan:[6] (i) introducir competencia en la generación y comercialización de la electricidad a través de permitir la participación de privados en estas actividades; (ii) implementar una separación vertical de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y reestructurarla horizontalmente en el segmento de generación; (iii) mantener la operación del sistema y la propiedad de las redes de transmisión y distribución como áreas estratégicas reservadas al Estado; (iv) crear un operador independiente para el control del sistema eléctrico nacional; (v) establecer regulación para promover el acceso eficiente a la red de transmisión; y (vi) crear agencias regulatorias independientes.

Este esquema buscó incentivar, a través de la competencia, la reducción de los costos en la generación de electricidad, motivando la instalación de los proyectos más eficientes, que suelen ser precisamente los basados en tecnologías limpias.[7] Así, a través de la competencia en el mercado de generación y suministro de electricidad, México buscaba alcanzar los objetivos comprometidos de protección al medio ambiente, en beneficio de los usuarios del servicio eléctrico.

En línea con esta intersección entre competencia y sustentabilidad ambiental, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética (LTE) contemplan los Certificados de Energía Limpia (CEL) como un instrumento para reconocer, monetizar y pagar los beneficios sociales en términos ambientales de generar electricidad con tecnologías limpias. Asimismo, la LTE consideró en su artículo vigésimo segundo transitorio que, dos años después de la entrada en vigor de las obligaciones en materia de CEL, la Comisión Federal de Competencia Económica

1. United Nations Trust Fund for Human Security (2017). P. 1. Disponible en: https://www.un.org/humansecurity/wp-content/uploads/2017/10/Human-Security-and-Climate-Change-Policy-Brief-1.pdf
2. Artículo 133 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: https://www.scjn.gob.mx/sites/default/files/cpeum/documento/2017-03/CPEUM-133.pdf
3. De acuerdo con el capítulo 20 Medio Ambiente, Artículo 20.15 Transición hacia una Economía Resiliente y Baja en Emisiones, Numeral 2 del Tratado de Asociación Transpacífico: "[l]as Partes cooperarán para abordar asuntos de interés conjunto o común. Las áreas de cooperación podrán incluir, pero no se limitan a: la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías costo-efectivas bajas en emisiones y fuentes alternativas de energía, limpia y renovable [...]." Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/86488/20._Medio_Ambiente.pdf. Asimismo, el Capítulo 24 Medio Ambiente, Artículo 24.25 Cooperación Ambiental, Numeral 2, del Tratado de México, Canadá y Estados Unidos establece que "2. Las Partes están comprometidas a ampliar su relación de cooperación en asuntos ambientales, reconociendo que esto les ayudará a lograr sus metas y objetivos ambientales comunes, incluyendo el desarrollo y la mejora de la protección, las prácticas y las tecnologías ambientales." Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/465806/24ESPMedioAmbiente.pdf Finalmente, pudiera impactar el alcance de la meta 7a del Objetivo 7 de los Objetivos de Desarrollo del Milenio de las Naciones Unidas: "Incorporar los principios de desarrollo sostenible en las políticas y los programas nacionales y reducir la pérdida de recursos del medio ambiente." Disponible en: https://www.wto.org/spanish/thewto_s/coher_s/mdg_s/mdgs_s.htm#:~:text=Entre%20ellos%20figuran%20los%20siguientes,alianza%20mundial%20para%20el%20desarrollo
4. Exposición de motivos de la Ley de la Industria Eléctrica. P. 6. Disponible en: https://legislacion.scjn.gob.mx/Buscador/Paginas/AbrirDocProcLeg.aspx?q=u+uol4XmeVVQSBV20oBZUzfoffjRaRREeXcrYq9Zdlt3r73u5/ZcAiJ87EltGSXDkLXBu+Qv24vehbDZSivnqdaisBmATdukIc7EOX+OO08mU1kY24JrOnenubF9MIJ4wAUyutpZnK9lXOZaaWlWRF1I/Dg2mIlOHWvfR4UJEQ8=
5. Iimi, A., 2004. «Power Market Architecture in India» Working Paper 15. Japan Bank for International Cooperation. (abril); IEA (2005), «Lessons from Liberalised Electricity Markets, Energy Market Experience». OECD Publishing, Paris
6. Para un recuento de los aprendizajes de los procedimientos de liberalización en otros países ver: Joskow, P., 2008. «Lessons learned from electricity market liberalization». Energy J. 29 (2), 9–42.
7. Exposición de motivos de la Iniciativa con proyecto de Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: https://legislacion.scjn.gob.mx/Buscador/Paginas/AbrirDocProcLeg.aspx?q=/Uzk6PWWUGGbrFgW/MQRheVHIlPSxd0V3mtVoZHKrkkn6RiTWmb9m87CxVEYFnphyYSPSThF5GGZTxJwnH9qNf7MdedAP+c35lOIMv1jHBOYttrTaUbhVx8wXO6VGKLm5GmEr80Av0Mu+SQKzweMKTEA5JHbJunZJJ1d62v22uQ=

(COFECE o Comisión), en el ámbito de sus atribuciones, realizaría una evaluación de dicho mercado, y emitiría recomendaciones con el fin de mejorar su desempeño. En cumplimiento de este mandato legal, se publica este informe.

Este documento se elaboró a lo largo de 2020, y se sometió a consulta pública en enero de 2021. Durante ese tiempo sucedieron diversos cambios normativos con un claro impacto negativo en la competencia en el mercado de la generación y el suministro de electricidad.[8] La falta de celeridad en la implementación del marco jurídico vigente al momento de la elaboración del estudio y, sobre todo, esas recientes modificaciones a la normativa secundaria tendrán como consecuencia que México no alcance el porcentaje de 35% de generación limpia comprometido para 2024 (en el modelo presentado en el capítulo 7 de este documento se estima que lograría 29.8%).

Más aún, este análisis fue elaborado previo a la aprobación y publicación del reciente Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 9 de marzo de 2021[9] (Reforma a la LIE). Esta reforma de facto elimina la competencia en los mercados de generación y suministro de electricidad,[10] por lo que es posible anticipar que inevitablemente se tendrá un escenario de incumplimiento aún más pronunciado que el arriba señalado respecto de las metas comprometidas en materia de medio ambiente.

La COFECE pone a disposición del público su análisis, conclusiones y recomendaciones basados en el escenario previo a la reciente Reforma a la LIE, como un punto de partida para, en caso de que así lo decida el Estado Mexicano, implementar en el futuro las medidas necesarias para restaurar mercados competidos de generación y suministro de electricidad, a la vez de retomar la senda hacia la transición energética.

8. Por ejemplo, la emisión de: (i) el Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional; (ii) el Acuerdo para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la Epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19); (iii) la Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se modifican 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, contenidas en la resolución número RES/390/2017o (iv) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica.
9. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021. La aplicación de este Decreto se encuentra actualmente en revisión del Poder Judicial. Ver: Acuerdo por el que se suspenden todos los efectos y consecuencias derivados del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica", publicado en el Diario Oficial de la Federación el nueve de marzo de dos mil veintiuno. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5614425&fecha=24/03/2021
10. Ver Opinión OPN-001-2021. Disponible en: https://resoluciones.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V173/9/5363212.pdf

El texto constitucional vigente y el marco legal previo a la Reforma a la LIE permiten la competencia en los eslabones de generación y suministro de energía eléctrica para motivar su producción a menores costos y entrega a los usuarios con las mejores tarifas.

El marco constitucional y legal vigente contempla como área estratégica del Estado la transmisión y distribución de energía eléctrica, pero permite la participación de privados, sujeta a un régimen de permisos, en los eslabones de generación y suministro (comercialización), y contemplaba en su regulación secundaria y diseño institucional reglas para garantizar la competencia en estas actividades. Lo anterior debido a que, si bien las redes de transmisión y distribución funcionan como un monopolio natural (principalmente porque es costoso e ineficiente replicarlas), la competencia motiva la generación de electricidad de forma más eficiente tanto en costos, como ambientalmente, y el suministro a los usuarios en mejores condiciones de precio, permite mejorar la competitividad de las empresas mexicanas y reducir las tarifas finales que pagan las familias y/o el subsidio del Gobierno Federal a estas.

Garantizar la efectiva competencia en la generación y comercialización, conforme a la Constitución y al marco legal previo a la Reforma a la LIE, se sustenta en por lo menos tres pilares: (i) garantizar el acceso abierto y no discriminatorio de cualquier central eléctrica y centros de carga a las redes de distribución y trasmisión, ya que representan un insumo necesario para que los generadores y los usuarios finales, representados por las entidades responsables de carga, puedan llevar la energía eléctrica a los consumidores y competir en igualdad de oportunidades; (ii) garantizar el despacho económico de las centrales eléctricas –es decir, tomar primero las ofertas de electricidad de la central más barata y así sucesivamente hasta que se satisfaga la demanda- motivando la competencia por reducir los costos de generación de electricidad; y (iii) garantizar la separación horizontal en la actividad de generación y vertical entre sus actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización o suministro de la Comisión Federal de Electricidad (CFE). La observancia de estas condiciones se basa en un diseño institucional que otorga autonomía al regulador sectorial, la Comisión Reguladora de Energía (CRE), y al operador del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE).

Asimismo, un componente relevante de este marco legal son los Certificados de Energías Limpias (CEL), un mecanismo para reconocer el valor social de la energía eléctrica limpia, a la vez de motivar la instalación de la capacidad faltante de generación con base en estas fuentes para, entre otros objetivos, cumplir con los compromisos internacionales de México en materia ambiental.

Con el marco normativo previo a las modificaciones recientes a la normativa secundaria y a la Reforma a la LIE, México reconocía los beneficios sociales de generar energía eléctrica a través de fuentes limpias, entre ellos el combate al cambio climático, la reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), disminución de enfermedades relacionadas con la contaminación del aire, y menor uso de combustibles fósiles. Igualmente, el país se comprometió a cumplir con el Acuerdo de Paris[11] lo que se tradujo en la normativa nacional destinada a la obligación del cumplimiento de un porcentaje de participación de energía limpia en la generación de electricidad del 35% en 2024 y del 50% en 2050, partiendo de una base de 20.9% de generación de electricidad limpia que existía en México en 2014, año en que entró en vigor la Ley de la Industria Eléctrica (LIE).

11. México se suma al acuerdo aprobado en París sobre Cambio Climático (2015). Secretaría de Relaciones Exteriores. Disponible en: https://www.gob.mx/sre/fr/prensa/mexico-se-suma-al-acuerdo-aprobado-en-paris-sobre-cambio-climatico

Para alcanzar estos porcentajes de participación mínima de energías limpias comprometidos, la LIE contempla los CEL como mecanismo para dar un valor monetario a los beneficios sociales (eliminación de las externalidades negativas de los combustibles fósiles) de la generación de electricidad con base en fuentes limpias y que, a grandes rasgos, funciona de la siguiente manera: la Secretaría de Energía (SENER) establece que las entidades responsables de carga (que representan a los usuarios de electricidad) tienen la obligación de contar con cierta cantidad de CEL que adquieren de los generadores a quienes les compran la energía eléctrica; estos -a su vez- obtienen los CEL de la CRE cuando acreditan producción de cierta cantidad de energía a partir de fuentes de energía limpia.

El objetivo es motivar la instalación de la capacidad de generación de la electricidad limpia faltante para cumplir las metas comprometidas, por lo que el requisito de CEL se basa en la diferencia entre el porcentaje generado a través de estas fuentes y el porcentaje comprometido. Por ello, con el marco legal previo a la Reforma a la LIE, únicamente las plantas construidas a partir de 2014 pueden recibir CEL, ya que las que existían antes de la publicación de la LIE están contabilizadas en la capacidad base sobre la que se calculó el faltante, además, porque estas ya habían recuperado sus costos iniciales de operación.[12]

Las condiciones en las que se otorgan los CEL a los generadores con nuevas plantas limpias (oferta) y en las que los suministradores y usuarios obligados los adquieren (demanda) depende, en gran medida, del número de oferentes que existan en estos eslabones y de la intensidad con la que estos compitan.

Este documento estudia la situación del mercado de CEL y sus mercados relacionados desde una perspectiva de competencia. Para ello analiza la regulación y los cambios a la normativa vigente en años recientes, así como su impacto en la competencia en dichos mercados. Además examina diversas estadísticas del sector para diagnosticar la perspectiva de cumplimiento de las obligaciones de CEL y las metas de generación limpia que contempla la normativa mexicana con base en los compromisos internacionales en la materia asumidos por el país. Al respecto, este documento encuentra que:

1. Algunos factores dificultan la competencia en el suministro eléctrico, disminuyendo las opciones de los usuarios finales, concentrando las obligaciones de CEL en CFE Suministrador de Servicios Básicos (CFE y SSB).

Actualmente, CFE SSB es responsable del suministro eléctrico para el 81% de la demanda total del SEN, por lo tanto, la mayor parte del cumplimiento de las obligaciones de CEL recae en dicha empresa. La entrada de más oferentes tanto al mercado de suministro básico (que atiende a pequeños consumidores, como los hogares), como al calificado (que atiende a grandes consumidores, como las empresas), y la migración de un mayor número de usuarios hacia el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), permitiría que la demanda de CEL se distribuya entre más agentes. No obstante, existen dos factores principales que han dificultado que lo anterior ocurra.

En primer lugar, los grandes usuarios que ya recibían electricidad por parte de CFE antes de la entrada en vigor de la LIE, no están obligados a migrar al MEM[13] y sólo lo harán si encuentran mejores condiciones que en el suministro básico. Para que otros suministradores puedan ofrecerles contratos atractivos (en precio, plazo, etc.) deben poder conocer la tarifa final de CFE SSB -que está regulada por la CRE- contra quien tienen que competir. No obstante, la metodología

12. PRODESEN 2015-2029. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf
13. El MEM consiste en un espacio donde los grandes generadores (tanto privados como generadores de la CFE), comercializadores y usuarios calificados pueden realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica y demás Productos Asociados. Los Productos Asociados incluyen CEL, servicios conexos, potencia, servicios anteriores vía importación o exportación, DFT y demás productos de derechos de cobro y penalización que se requieran para el funcionamiento eficiente del SEN.

para calcular dicha tarifa ha cambiado muchas veces, y la CRE no ha publicado una definitiva. Debido a que la metodología ha cambiado constantemente y a que la actual opera de forma transitoria, no es trazable.[14] Por esta razón no es posible conocer si la tarifa de CFE SSB refleja sus costos eficientes de operación o si es artificialmente baja por subsidios, y por lo tanto no funciona como señal para que nuevos suministradores de servicios básicos que pudieran ofrecer tarifas más bajas decidan incursionar en el mercado. Esto desmotiva la migración voluntaria de usuarios al MEM y el surgimiento de más suministradores.

En segundo lugar, además de CFE SSB, los suministradores deben competir de forma indirecta con los permisionarios privados que ya generaban electricidad bajo el régimen de permisos de autoabastecimiento y cogeneración, antes de la entrada en vigor del Decreto. Sin embargo, estos permisionarios se rigen por ciertas condiciones, otorgadas en el contexto en el que surgieron, que podrían otorgarles cierta ventaja frente a los nuevos oferentes en el mercado, como son las tarifas de porteo,[15] o sea los derechos que pagan estos permisionarios por el uso de las redes de transmisión y distribución de la CFE, mismas que son más bajas porque pretendían amortizar la inversión que realizaron en su momento en infraestructura de interconexión. Vale mencionar que estos permisos están acotados en tiempo a la vigencia considerada en ellos originalmente y a la capacidad de generación, por lo que eventualmente irán venciendo y, en su caso, migrando al nuevo régimen.[16, 17]

Para favorecer la diversificación de las obligaciones de CEL que hoy están concentradas en CFE SSB se propone: (i) considerar un programa progresivo de migración obligatoria de los viejos usuarios al mercado; (ii) emitir una metodología definitiva y trazable para la tarifa de CFE SSB; (iii) analizar si el incremento en costos para los permisionarios que operan al amparo de la LSPEE derivada de la modificación reciente a las tarifas de porteo podría resultar en la salida de algunos oferentes, ya que esto implicaría una reducción en la generación limpia disponible y, por lo tanto, requeriría un ajuste a los requisitos de CEL a partir del 2022,[18] y (iv) revaluar el cumplimiento de las condiciones de desarrollo e inversión requeridas en el Artículo Transitorio Décimo Tercero de la LIE para determinar la continuidad de sus operaciones al amparo de la LSPEE, o bien fomentar su migración al mercado.[19]

2. Los retrasos y omisiones en la aplicación de la normativa, así como las recientes modificaciones a la regulación secundaria (anteriores a la Reforma a la LIE) desmotivan la instalación y operación de nuevos proyectos de generación de electricidad con base en energías limpias, lo que limita las posibilidades de incrementar la oferta de CEL.

En primer lugar, los retrasos en el otorgamiento de permisos de generación a su vez retrasan

14. Como se menciona en la sección 3.ii a partir de su primera publicación en noviembre de 2017, la metodología ha sufrido diferentes ajustes, sin haberse establecido todavía una metodología definitiva y transparente. Incluso, la última metodología publicada en diciembre de 2019 es transitoria y aplicable para el ejercicio fiscal 2020 y permanecerá vigente en tanto no se modifique.
15. Otros ejemplos de ventajas son: i) las ofertas de programas fijos, es decir, siempre pueden entregar su energía eléctrica al sistema, independientemente de las condiciones de oferta y demanda; y ii) banco de energía, mecanismo de intercambio de energía que busca reducir el problema de la intermitencia en la generación de energía eléctrica, aprovechando al máximo los recursos energéticos disponibles, para después intercambiarla en aquellos períodos en los que sea insuficiente la generación propia. De acuerdo con la página 13 de la Guía Práctica de Trámites y Permisos para proyectos de cogeneración de Energía Eléctrica en México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200257/cogeneracion.pdf
16. De acuerdo con el artículo décimo segundo y décimo tercero transitorios de la LIE, lo CIL firmados por estos permisionarios no podrán ser prorrogados una vez terminada su vigencia y podían ser firmados por 20 años. Así conforme venzan sus contratos estos permisionarios podrán migrar al régimen de la LIE. No se conocen todos los CIL firmados, sin embargo, el último permiso otorgado por la CRE bajo el amparo de la LSPEE fue el 21 de mayo de 2019. Fuente: Permisos otorgados por la CRE. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision
17. De acuerdo con datos del PRODESEN 2019-2033, en 2018 estos permisionarios representaron el 13.8% del total de la energía producida, figura 5.8. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475497/PRODESEN_V.pdf
18. Un incremento en la tarifa de porteo implicaría un incremento en el costo del proyecto. Por esto, algunos proyectos dejarían de ser financieramente viables y preferirían cerrar antes que seguir operando con pérdidas o transitar al régimen de permisos bajo la LIE. De esta forma, los proyectos con base en fuentes limpias que cerraran dejarían de formar parte de la base de generación a través de fuentes limpias y las obligaciones de CEL deberían de ajustarse al alza en la medida de la capacidad que hubiera dejado de operar.
19. El artículo Décimo Tercero Transitorio de la LIE estableció las condiciones para que los permisos otorgados bajo la LSPEE pudieran seguir operando. Por ejemplo, sujetó los contratos de interconexión legados a que el interesado compruebe a la Comisión Reguladora de Energía, a más tardar el 31 de diciembre de 2016, haber pactado el financiamiento completo del proyecto, y haber comprometido la adquisición de los equipos principales y erogado para la adquisición de activos fijos por lo menos el 30% de la inversión total requerida e el proyecto, la Comisión Reguladora de Energía podrá extender ese plazo en proyectos cuyos montos de inversión justifiquen un plazo mayor. De igual forma, este mismo artículo contempla que los CIL serán cancelados cuando: (i) la CRE haya resuelto en sentido negativo la solicitud de permiso; o (ii) cuando el interesado no demuestre la operación comercial de la capacidad total contemplada en el CIL a más tardar el 31 de diciembre de 2019.

la entrada en operación de estos proyectos. Hasta octubre de 2020, la CRE tenía pendiente de resolver 99 solicitudes de permisos y 153 solicitudes de modificación y transferencias de permisos. Además, hay solicitudes que llevan hasta 300 días hábiles sin resolverse, cuando la norma prevé un máximo de 75 días hábiles. Más aún, la CRE ha suspendido indefinidamente sus plazos por la pandemia de COVID-19, sin considerar mecanismos alternativos para resolver estos permisos.

En segundo lugar, la insuficiente expansión de las redes de transmisión y distribución derivada de la ausencia de vigilancia y seguimiento de las obras autorizadas en los Programas de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) y la falta de implementación de los mecanismos previstos en la normativa, para celebrar contratos con particulares para ejecutarlas, dificulta la interconexión de nuevos proyectos, sobre todo los que utilicen como fuente cierto recurso natural, como el sol y el viento, y que se encuentran alejados de los centros de consumo.

En tercer lugar, la falta de actualización de la tarifa de transmisión conforme a los costos de CFE -que está regulada por la CRE y la cual sólo fue actualizada por inflación entre 2017 y 2019- podría permitirle a CFE cobrar una tarifa más elevada por este servicio. Al respecto, la Auditoría Superior de la Federación (ASF) ha señalado transferencias de CFE Transmisión a CFE SSB para cubrir las pérdidas en el suministro de electricidad. Estas transferencias desde los eslabones de transmisión y distribución, donde CFE opera como monopolio legal (transmisión y distribución), a las empresas productivas subsidiarias de CFE que operan en el eslabón de comercialización de electricidad, donde deben competir con otros agentes, podrían impedir la competencia en dicha actividad y redunda en un menor financiamiento para la expansión de la red, dificultando la entrada de más generadores.

Finalmente, la Política de Confiabilidad emitida por la SENER (que se dejó sin efectos a raíz de diversas resoluciones judiciales el 4 de marzo de 2021)[20] impide el acceso en igualdad de oportunidades a las redes de transmisión y distribución y elimina el mecanismo de despacho económico, argumentando que las energías limpias intermitentes (como la solar o la eólica que dependen de que haya sol o viento, respectivamente) afectan la confiabilidad y la estabilidad del SEN. No obstante, (i) existen mecanismos previstos en la normativa vigente para velar y garantizar la confiabilidad del SEN sobre los cuales no se ha emitido una justificación acerca de por qué no serían suficientes; (ii) México aún cuenta con una penetración baja de energías limpias en comparación con otros países, la generación con energías limpias intermitentes representa apenas el 7.9% del total, y países como Alemania o España cuentan con 33.5% y 27.8% (en un extremo, se encuentra Uruguay con penetración cercana al 100%),[21] respectivamente; y (iii) México tiene una capacidad instalada de energía firme despachable (carbón, gas, hidro y combustóleo) que equivale a 10 veces la intermitente. Estos factores podrían señalar la factibilidad de la integración de una mayor proporción de centrales eléctricas de energía limpia en el país.

Aunado a estos desincentivos, en 2019, la CRE modificó el criterio para otorgar los CEL previendo que ahora pueden recibirlos todas las Centrales Eléctricas Legadas (propiedad de CFE) que generen electricidad con fuentes limpias, incluso si ya operaban antes del diseño de este mecanismo (esta modificación se encuentra suspendida por el Poder Judicial). Este incremento repentino en la cantidad disponible de CEL, sin que esté acompañado con un

20. Acuerdo por el que se deja insubsistente el Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, publicado en el Diario Oficial de la Federación el quince de mayo de dos mil veinte. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5612716&fecha=04/03/2021
21. International Renewable Energy Agency (2018). Evaluación de la Flexibilidad del Sistema Eléctrico de Uruguay. Disponible en: https://irena.org/publications/2018/Oct/Evaluacion-de-la-flexibilidad-del-sistema-electrico-de-Uruguay#:~:text=Uruguay%20tiene%20actualmente%20una%20alta,el%C3%A9ctrico%20est%C3%A1%20cerca%20del%20100%25.

aumento correlativo en las obligaciones de los suministradores, impacta negativamente su valor de mercado y utilidad como incentivo para la instalación de generación de energías con base en fuentes limpias.

Para permitir la instalación de proyectos que permitan reducir los costos de generación de la electricidad se recomienda: (i) que la CRE respete los tiempos y condiciones para resolver sobre los permisos de generación; (ii) implementar y fortalecer los mecanismos de planeación, seguimiento y vigilancia para asegurar la ejecución de las obras necesarias de infraestructura de transmisión y distribución que permitan la interconexión de los proyectos de generación; (iii) asegurar que la metodología de cálculo y ajuste de las tarifas reguladas de transmisión y distribución reflejen los costos y mantengan los incentivos para invertir en la expansión de la red, cierren espacios para transferencias entre las empresas de CFE; y (iv) hacer uso de los mecanismos de flexibilización y confiabilidad previstos en la normativa vigente, y eviten recurrir sin justificación técnica a políticas o intervenciones que vulneran el despacho económico y el acceso no indebidamente discriminatorio a las redes.

3. La cancelación de las Subastas de Largo Plazo (SLP) elimina la posibilidad de competir para vender electricidad y CEL principalmente a CFE SSB, lo que dificulta el financiamiento de nuevos productos de generación limpia y podría incrementar las tarifas finales y/o el subsidio a estas.

La principal forma de comercializar CEL era a través de los contratos de largo plazo que se firmaban como resultado de las SLP que organizaba el CENACE para vender electricidad y Productos Asociados (CEL y Potencia) a los suministradores básicos (dado que actualmente CFE SSB es el único Suministrador de Servicios Básicos que se encuentra en operación). También a través de estas subastas, en mayor medida las tecnologías firmes, pero también las intermitentes, pueden vender Potencia y obtener un pago por ella. A través de estos contratos de largo plazo es como pueden financiarse los nuevos proyectos de generación, incluídos los de fuentes limpias.

Actualmente, la LIE prevé que los suministradores básicos deben cumplir con ciertos montos mínimos de Energía, Potencia y CEL a través de Contratos Legados para el Suministro Básico o Contratos de Cobertura Eléctrica (CCE), previo a la Reforma a la LIE, esta preveía que dichos contratos sólo podían firmarse a través de las SLP, es decir, a través de un método competido, con el fin de minimizar el precio de la energía en beneficio de los consumidores y los recursos públicos. Dado que el número de las centrales que podían considerarse como legadas y, por lo tanto, entrar en los Contratos Legados y la capacidad que podía incluirse estaba limitada, la única manera en la que CFE SSB podría cumplir con sus obligaciones de cobertura era a través de las SLP. No obstante, sin justificación clara estas subastas fueron suspendidas en 2019, a pesar de que habían tenido resultados favorables en términos del precio promedio adjudicado por Megawatt/hora (MWh), que pasó de 31 USD en la subasta de 2015 a 13.22 USD en la de 2017.[22]

Al respecto, es necesario reconocer que las SLP habían permitido la participación de proyectos en etapas tempranas de desarrollo sin considerar los principales aspectos que determinan la viabilidad y ejecución en tiempo de un proyecto de energía limpia, y como consecuencia algunos de los proyectos ganadores de las primeras subastas sufrieron retrasos importantes en su fecha prevista/comprometida de entrada en operación comercial. Estos retrasos están asociados principalmente al otorgamiento de permisos/autorizaciones por parte de las autoridades locales y federales[23].

22. Primera Subasta de Largo Plazo 2017 (SLP 1/2017). CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/SubastasLP12017.aspx
23. En específico el CENACE, el Instituto Nacional de Antropología e Historia (INAH), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y la ejecución de las consultas indígenas por parte de SENER.

Aunado a esto, el mercado de corto plazo de CEL no ha operado desde la entrada en vigor del mecanismo, lo que reduce su comercialización únicamente a contratos bilaterales.

Para restaurar la competencia por ofrecer Energía, Potencia y CEL al principal suministrador del país (CFE SSB) se necesita reanudar cuanto antes las SLP anuales y, a la vez, mejorar su diseño evaluando el establecimiento de requisitos de precalificación más exigentes, con la finalidad de asegurar que los proyectos adjudicados inicien operaciones de acuerdo con los criterios establecidos en las subastas[24] y considerar mecanismos de coordinación entre autoridades federales y locales que intervienen en la aprobación de los proyectos. Esto último, con la finalidad de evitar retrasos en la entrada en operación de nuevos proyectos debido a demoras que pueden presentar en los permisos. Además, las subastas sirven como mecanismo para revelar a qué precio tendría que ofrecerse la energía eléctrica a través de inversión en proyectos públicos de generación para que fuera eficiente hacerlo; esto implica que, a través de las subastas, es posible conocer hasta qué punto tendría la CFE que invertir en generación más eficiente, para poder ofrecer condiciones más competitivas que los privados que ganan las subastas. Por eso, al cancelarse este mecanismo, la diferencia entre el costo al que generen los privados en comparación con la CFE no queda expuesto, por lo que no se puede determinar su competitividad frente a los generadores privados.[25]

4. La continuación de las medidas de política energética que se han emitido inhibe la entrada de más participantes y comprometen la capacidad de competir de los que ya operan en el mercado, lo que inevitablemente resultará en un incumplimiento de las Metas de Energía Limpia comprometidas por México.

Los CEL son uno de los mecanismos utilizados por el Gobierno Mexicano para promover la instalación de los proyectos de generación con base en fuentes limpias faltantes para alcanzar las metas comprometidas por México en acuerdos internacionales y en la legislación nacional, por lo que la efectividad de dicho mecanismo y de su aplicación, así como de la normativa que los rodea, puede evaluarse a la luz del cumplimiento de dichas metas. Este documento presenta un modelo que utiliza datos estadísticos de los proyectos de generación de energía limpia y sus fechas de entrada en vigor para analizar la efectividad del mecanismo de CEL en el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia en materia de energía eléctrica comprometidas por el país en dos escenarios: (i) uno "esperado" en el que todos los proyectos programados en los instrumentos de planeación del sector[26] entran en operación conforme ahí está especificado; y (ii) uno "realista" en el que se estiman retrasos y cancelaciones de proyectos como resultado de las políticas y regulaciones recientemente implementadas desde la SENER que han generado incertidumbre y dificultan la competencia en la industria eléctrica. A través de este modelo es posible concluir que:

i. En el escenario "realista" en 2022 y 2023 apenas alcanzarían los CEL para cubrir los requisitos, no obstante, en 2024 habría un faltante de 12 millones de CEL;
ii. A CFE SSB le faltarían 10 millones de CEL en 2022 para cumplir sus obligaciones en el escenario "esperado" y 11 millones en el "realista", para 2024 le faltarían 16 millones en el primer escenario y 20 millones en el segundo;

24. Algunos de los ganadores de las primeras subastas han sufrido retrasos importantes en su fecha de entrada de operación comercial, asociados al otorgamiento de permisos por parte de autoridades distintas a las del sector energía.
25. Esta fue la teoría de las subastas que ganó el premio Nobel de Economía. El Financiero. Disponible en: https://www.elfinanciero.com.mx/economia/paul-r-milgrom-y-robert-b-wilson-ganan-nobel-de-economia-por-mejoras-en-la-teoria-de-subasta/
26. En específico el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2018-2032, PRODESEN 2019-2033y el Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE) 2019-2033

iii. En 2022, México cumpliría con sus metas de energía limpia en el escenario "esperado"; no obstante, en el escenario "realista", las incumpliría con un faltante de 0.8% de generación limpia. En 2023 el faltante sería de 0.55% en el escenario "esperado" y de 2.9% en el escenario "realista", mientras que en 2024 habría un faltante de 5.2 puntos porcentuales, para alcanzar la meta comprometida del 35% de generación de energía limpia.

Es decir, a la luz de los cambios implementados y proyectados en la normativa relativa al sector eléctrico y a su aplicación,[27] este análisis concluye que México no cumplirá con la meta comprometida de generación limpia para 2024.

Más aún, vale la pena resaltar que este análisis no considera el impacto que la entrada en vigor de la Reforma a la LIE publicada en el DOF el 9 de marzo de 2021, y que se encuentra en revisión del Poder Judicial, tendría en la industria, entre otros, en la brecha de incumplimiento de nuestros compromisos como país en la generación de energía limpia.[28]

Por una parte, la Reforma a la LIE restringe la competencia en la generación y el suministro de energía eléctrica principalmente al: (i) eliminar el despacho económico; (ii) relajar el acceso abierto a las redes de transmisión y distribución; y (iii) permitir a CFE SSB adquirir electricidad de las plantas legadas de generación de CFE Generación sin recurrir a las subastas que le permitían acceder a electricidad a precios competitivos.

Por la otra, la Reforma a la LIE otorga CEL a todas las plantas que generen con fuentes limpias, independientemente de cuándo hubieran iniciado operaciones. De entrar en vigor este cambio, el número de CEL disponibles se multiplicaría, y eso disminuiría considerablemente su precio. Con la caída en el valor de los certificados, las empresas -especialmente la CFE por ser a quien pertenecen el mayor número de plantas limpias que ya operaban antes del diseño del mecanismo de CEL- podrían cumplir sus obligaciones de CEL a un menor costo; no obstante, desmotivaría la instalación de nuevos proyectos de generación limpia. De manera que esta modificación implica facilitar el cumplimiento de las obligaciones de CEL, en particular de CFE, a costa de inhibir nuevas inversiones en energía limpia. Lo que, como se señaló, implicaría ampliar la brecha de incumplimiento de las metas de generación limpia comprometidas por México.

Finalmente, la Reforma a la LIE también elimina la inminente necesidad de reanudar las SLP, al incluir como Centrales Legadas[29] todas las plantas de CFE, incluso las nuevas. Esto permitiría que CFE SSB pudiera adquirir de ellas sus necesidades de electricidad, CEL y Potencia sin que estas tengan que competir con otros oferentes por ofrecer mejores condiciones. Esta modificación implicaría que alrededor del 84% de la generación existente tendría derecho a ser adquirida por el principal suministrador del país a través de métodos no competidos. Esto podría resultar en la adquisición de estos productos a precios más altos, con el respectivo efecto que eso tendría sobre las tarifas finales que pagan los usuarios y/o los subsidios que otorga el Gobierno Federal.

27. Por ejemplo, la emisión de: (i) el Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional; (ii) el Acuerdo para garantizar la eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, con motivo del reconocimiento de la Epidemia de enfermedad por el virus SARS-CoV2 (COVID-19); (iii) la Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se modifican 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, contenidas en la resolución número RES/390/2017o (iv) el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica.
28. Acuerdo por el que se suspenden todos los efectos y consecuencias derivados del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica", publicado en el Diario Oficial de la Federación el nueve de marzo de dos mil veintiuno. Disponible en:http://187.191.71.192/portales/resumen/51492
29. De acuerdo con el artículo 3, fracción V de la LIE, se entiende por Centrales Eléctricas Legadas aquellas que no se incluían bajo ningún permiso considerado en la LSPEE al momento de la entrada en vigor de la LIE, es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentran en condiciones de operación; o aquellas cuya construcción y entrega se han incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa.

La COFECE pone a disposición del público y de las autoridades correspondientes el análisis y las recomendaciones emitidas a lo largo de este documento (y recopiladas en los Anexos 1 y 2) con la finalidad de que la competencia en el mercado de CEL y eslabones de la cadena relacionados, como la generación y comercialización de electricidad, puedan traducirse en tarifas competitivas y energías limpias para beneficio de los sectores productivos industrial y de servicios, y de las familias mexicanas.

OBJETIVO Y ALCANCE

El presente documento analiza la situación del mercado de CEL y otros mercados relacionados de la industria eléctrica del país desde una perspectiva de competencia hasta diciembre de 2020. La COFECE determinó como una de las acciones de su Plan Anual de Trabajo (PAT) 2020[30] la realización de este documento en cumplimiento del artículo Vigésimo Segundo Transitorio de la Ley de Transición Energética (LTE)[31], el cual establece que, en el ámbito de sus atribuciones, a los dos años de la entrada en operación de este mercado la Comisión debe realizar una evaluación de la competitividad del mercado de CEL y emitir recomendaciones con el fin de mejorar su desempeño. Así, esta COFECE emite tal documento en el marco de sus facultades.[32]

Para identificar posibles barreras a la competencia y restricciones al funcionamiento eficiente de la industria, entre marzo y abril de 2020, la COFECE convocó a los interesados en el sector a responder el *Cuestionario abierto al público sobre el Documento relativo al mercado de Certificados de Energías Limpias*. Se recibieron 137 respuestas de permisionarios de los diferentes eslabones de la industria, funcionarios públicos, consultores y académicos.[33] Los aspectos señalados en las respuestas fueron estudiados en términos de su validez y relevancia para la dinámica de competencia y, en su caso, abordados en el documento.

Además, se analizó la regulación vigente hasta diciembre de 2020 y los cambios a la normativa de la industria eléctrica que habían tenido lugar hasta tal fecha y se examinó la forma en que estos afectan la competencia en el mercado de CEL y en los distintos mercados relacionados. También se estudiaron diversas estadísticas del sector obtenidas de fuentes públicas y a través de solicitudes de información dirigidas a las autoridades para realizar un modelo de análisis prospectivo sobre el cumplimiento de las obligaciones de CEL y las metas de generación limpia establecidas en la normativa mexicana.

Este documento está estructurado de la siguiente manera: la primera sección establece un panorama general de la industria eléctrica a partir de 2014, y resalta los aspectos fundamentales para garantizar la competencia económica en los eslabones de generación y comercialización; la segunda sección contextualiza el papel de los CEL para minimizar los costos sociales de la generación de electricidad y así cumplir con las metas internacionales adquiridas por México en materia de energía limpia; la tercera sección explora los ***aspectos regulatorios que impactan la distribución de la demanda de CEL***, es decir, aquellos que favorecen o dificultan la existencia de más sujetos obligados al cumplimiento de las obligaciones de CEL; la cuarta sección analiza los ***aspectos regulatorios que afectan la oferta de CEL***, en específico, aqueqllos que motivan o desincentivan la generación de energía con fuentes limpias; la quinta sección estudia los ***aspectos que impactan la comercialización de CEL***, en específico, la falta de implementación de un mercado de corto plazo y el impacto de la cancelación de las subastas de largo plazo; la sexta sección describe los mecanismos de ***monitoreo de cumplimiento de obligaciones de CEL***, y analiza su aplicación a cargo de la CRE; la séptima sección analiza los ***resultados del mecanismo de CEL*** y, a través de un modelo de pronóstico, concluye sobre la capacidad de cumplimiento de las obligaciones internacionales en materia de energías limpias adquiridas por México; finalmente, la octava sección ofrece conclusiones sobre la situación del mercado de CEL.

30. Acción 4.1. del PAT.
31. Ley de Transición Energética. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
32. De acuerdo con al artículo 28 Constitucional, las atribuciones de la COFECE atañen a las competencia y libre concurrencia en los mercados. Con base en este mandato se analiza el mercado de CEL.
33. Comunicado COFECE-010-2020. Disponible en: https://www.cofece.mx/cuestionario-abierto-al-publico-sobre-mercado-de-cel/

Cada sección incluye recomendaciones con el fin de promover condiciones de competencia y libre concurrencia tanto en el mercado de CEL como sus mercados relacionados (ver Anexos 1 y 2 para un resumen de las recomendaciones). Es necesario aclarar que este documento no analiza ni prejuzga sobre posibles conductas contrarias a LFCE por parte de los agentes económicos que participan en el sector.

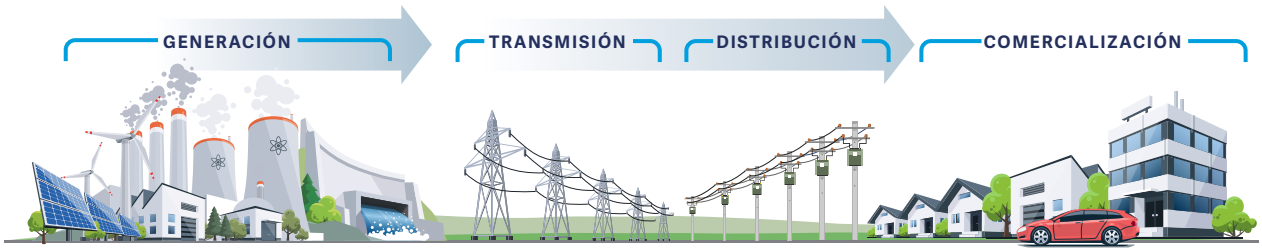
Asimismo, se ofrece un breve análisis preliminar sobre las implicaciones en materia de competencia y libre concurrencia que Reforma a la LIE, publicada el 9 de marzo de 2021, representa sobre la cadena de valor de la industria y sobre el mercado de CEL.

1. La competencia como uno de los ejes rectores del marco normativo en materia de electricidad

La industria eléctrica comprende las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica, la planeación y el control del SEN, así como la operación del MEM (ver Figura 1).[34]

Hasta 2013, el marco jurídico de la industria eléctrica en México consistía en un monopolio estatal integrado verticalmente por la CFE. La transmisión,[35] distribución[36] y comercialización (suministro) de energía eléctrica a los usuarios (de bajo consumo como los residenciales; y de alto consumo, como los industriales) era competencia exclusiva de la CFE; sólo a partir de la reforma de 1992 a la LSPEE, la iniciativa privada pudo participar en la generación de energía eléctrica para venderla directamente a CFE o para autoconsumo.

Figura 1. Cadena de valor de la industria eléctrica.



Fuente: Elaboración propia.

El 20 de diciembre de 2013, se publicó en el DOF el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía (Decreto)[37], el cual modificó el modelo de organización industrial del sector energético en México. En lo atinente a la industria eléctrica, el nuevo marco jurídico buscó, entre otras cosas, establecer una dinámica de competencia en el sector, en aras de obtener las mejores condiciones en la generación y el abasto de electricidad a precios competitivos, beneficiar así a los consumidores, al medio ambiente y a la propia industria eléctrica. Para ello, permitió la participación de privados en la generación y comercialización de energía eléctrica.

A partir de la publicación de la LIE en agosto de 2014,[38] la transmisión y distribución de electricidad continúa bajo el control de la CFE,[39] mientras que la comercialización a Usuarios Calificados (o de alto consumo) como a Usuarios Básicos[40] (o de bajo consumo) puede realizarla la CFE a través de sus propias redes u oferentes privados, utilizando las redes de transmisión y distribución de la CFE, pagándole una contraprestación por ello.

34. Artículo 2 de la LIE.
35. Se refiere al transporte de electricidad en alta tensión a través de distancias largas.
36. Se refiere al transporte de electricidad en baja tensión a través de distancias cortas.
37. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
38. Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014
39. Actualmente, el Suministro Básico está a cargo de la CFE, sin embargo, en un futuro podría haber suministradores interesados en proveer electricidad a Usuarios Básicos a precios regulados. Fuente: Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos (p. 30). CRE. Disponible en: https://www.cre.gob.mx//documento/faq-regulacion-electricos.pdf.
40. De acuerdo con la Lista de Participantes del Mercado del CENACE, a julio 2020 se reportaban dos suministradores de servicios básicos de los cuales uno es CFE SSB y es el único que inició actividades en el MEM. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/07.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Julio-2020).pdf

Cuadro 1. Usuarios Considerados en la LIE.

La LIE contempla tres tipos de usuarios finales de electricidad, con base en su consumo de energía, sus requerimientos de potencia y la forma en que participan en el MEM, es decir, si cuentan con representación propia o a través de un tercero:

Usuario Básico (UB): Usuario que recibe el suministro por parte de un suministrador de servicios básicos (actualmente el único que opera es CFE SSB) a una tarifa regulada definida por la CRE. En el caso de que el UB haya empezado a recibir el suministro de energía eléctrica antes de la entrada en vigor de la LIE (12 de agosto de 2014), podrá registrarse como UC cuando cuente con una demanda máxima mayor a 1 MW. En el caso de que opte por registrarse como UC, deberá ser suministrado por un SSC y permanecer por lo menos tres años en este esquema, ya que tiene la opción de regresar a ser un UB.[41]

A la fecha, CFE SSB es la única entidad que provee suministro a los Usuarios Básicos, al cierre del 2018 representó 43.4 millones de UB, mediante el suministro de 218 TWh.[42] Si bien a la fecha CFE es el único SSB en operación, ya existen tres empresas que han obtenido permisos para operar como suministradores básicos, una de las cuales cuenta con contrato de Participante de Mercado con CENACE sin que se encuentre en operación en el MEM.[43]

Usuario Calificado (UC): Usuario que tiene una demanda máxima de al menos 1 MW[44] y se registra como UC ante la CRE. Este umbral puede ser por Centro de Carga de manera individual o bien, el usuario puede agregar sus Centros de Carga para cumplir con la demanda máxima de al menos 1 MW.[45] El UC recibe suministro por parte de un SSC, o, de forma transitoria, por un Suministrador de Último Recurso. En este sentido, todos los usuarios que cumplan con estos requisitos a partir de la entrada en vigor de la LIE deben registrarse como UC. Asimismo, existen participantes del mercado que cumplen con estas características pero que, como se explicará más adelante, no tienen la obligación de registrarse como UC debido a que ya contaban con contrato previo al inicio de la LIE y pueden migrar al mercado de manera opcional.

Al termino de febrero de 2020, se encontraban inscritos 387 UC en el Registro de Usuarios Calificados (RUC) de la CRE, [46] representando menos del 6% de los potenciales UC del SEN.[47] Estos UC son atendidos por los 14 SSC en operación y que representaron Centros de Carga durante 2019, de acuerdo con la información reportada por el CENACE en los resultados del Mercado para el Balance de Potencia 2020,[48] entre los cuales se encuentra CFE Suministrador de Servicios Calificados (CFE SSC), que entró en operación en septiembre de 2016. Los únicos dos Suministradores de Último Recurso con contrato de Participante de Mercado, a la fecha todavía no han empezado operaciones en el MEM.[49]

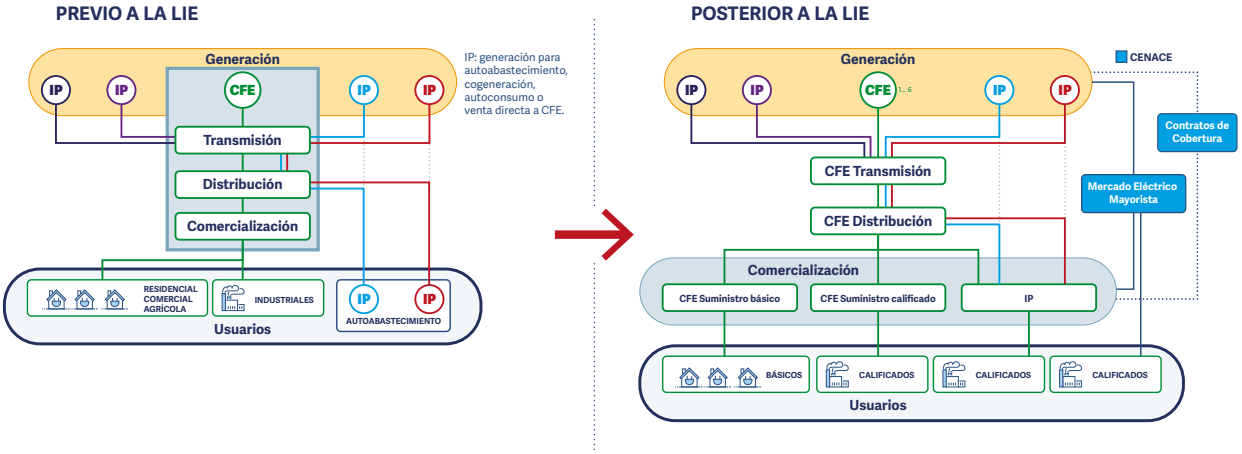
Usuario Calificado Participante del Mercado (UCPM): es un UC que participa directamente en el MEM, representando a sus propios Centros de Carga y comprando energía eléctrica y Productos Asociados[50], como los CEL, directamente en el mercado y/o al amparo de CCE.[51] La figura de UCPM es opcional para aquellos usuarios que tengan una demanda de al menos 5 MW y un consumo anual de al menos 20 GWh.

41. Artículo 60 de la LIE: "El registro de los Centros de Carga podrá cancelarse después de transcurridos tres años de haberse registrado, siempre que se haya dado aviso a la CRE un año antes de la fecha de cancelación. En este caso, deberá transcurrir un período adicional de tres años para que los Centros de Carga puedan ser incluidos nuevamente en el registro de Usuarios Calificados.".
42. Ventas anuales de CFE 2018: 218,083 GWh (Informe Anual de CFE 2018, pág. 166), Consumo final del Sistema: 268,811 GWh (PRODESEN 2019, gráfico 6.3).
43. En la sesión ordinaria de la CRE celebrada el 3 de agosto de 2018, fueron aprobados tres Permisos para prestar el servicio de suministro eléctrico en la modalidad de Suministro Básico: BH Energy Supply (Núm. Permiso E/2068/SB/2018 aprobado mediante Resolución RES/1646/2018), Enlace y Representación Gubernamental T&M (Núm. Permiso E/2069/SB/2018 aprobado mediante Resolución RES/1647/2018) y Suministro Básico del Centro SUBACE (Núm. Permiso E/2070/SB/2018 aprobado mediante Resolución RES/1648/2018). La empresa Enlace y Representación Gubernamental T&M firmó contrato con CENACE como Participante del Mercado en la modalidad de Suministrador de Servicios Básicos en noviembre de 2018, pero aún no inicia operaciones.
44. El artículo Transitorio Décimo Quinto de la LIE menciona que los Centros de Carga incluidos en los CIL al momento de la entrada en vigor de la LIE, pueden asimismo registrarse como Usuarios Calificados.
45. El artículo 60 de la LIE y el Acuerdo que abroga 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. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474979&fecha=01/03/2017
46. Inscripciones en el RUC, febrero 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/540653/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_Feb20.pdf
47. Datos no disponibles para los sistemas interconectados Baja California y Baja California Sur. Elaboración propia con información de la CRE del período de agosto 2015 a julio 2016 proveída por la CFE. La información no distingue entre usuarios obligados y no obligados o el origen del suministro (LIE vs LSPPE).
48. Lista de Participantes del Mercado. Reporte Mensual julio 2020. Área Pública del Sistema de Información del Mercado. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/07.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Julio-2020).pdf
CENACE calcula el Requisito Anual de Potencia (MW-año) de un Suministrador en función al consumo de los centros de carga durante las 100 horas críticas del año y considerando los requisitos de reserva que determine la CRE. Este requisito constituye la cantidad de Potencia que cada Suministrador deberá adquirir en el Mercado para el Balance de Potencia o a través de contratos bilaterales, para atender la demanda de los UC que representa (numeral 1.3.32 del Manual del Mercado para el Balance de Potencia). En 2019, sólo los siguientes SSC representaron centros de carga en el MEM: 1. CFE Calificados (C001) con 229.4 MW; 2. FSE Suministradora Fénix (C017) con 91.08 MW; 3. Iberdrola Clientes (C005) con 77.46 MW; 4. RC Energy (C012) con 73.05 MW; 5. Ammper Energía (C006) con 59.90 MW; 6. Saavi Energía (C034) con 43.91 MW; 7. Servicios y Energía SYEM (C025) con 37.58 MW; 8. Suministro Sustentable de Energía en México (C003) con 34.38 MW; 9. Ric Energy (C021) con 19.84 MW; 10. Enel Energía (C008) con 12.27 MW; 11. Ektria Suministro (C045) con 5.37 MW; 12. Bid Energy (C011) con 4.06 MW; 13. E2M Suministrador Calificado (C004) con 1.31 MW y 14. Orden Cardinal (C007) con 0.79 MW. Fuente: Capacidad Demandada y Requisito Anual de Potencia, año de producción 2019, Mercado para el Balance de Potencia 2020. Resultados para el SEN.
49. CFE Calificados, S.A. de C.V., Iberdrola Clientes, S.A. de C.V. (Lista de Participantes del Mercado. Reporte Mensual mayo 2020).
50. El artículo 3 , fracción XXXI, de la LIE, menciona lo siguiente: "Productos Asociados: Productos vinculados a la operación y desarrollo de la industria eléctrica necesarios para la eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, entre los que se encuentran: potencia, Servicios Conexos, Certificados de Energías Limpias, Derechos Financieros de Transmisión, servicios de transmisión y distribución y Control Operativo del Sistema Eléctrico Nacional, así como los otros productos y derechos de cobro que definan las Reglas del Mercado;".
51. Acuerdos entre Participantes del Mercado mediante los cuales se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos (Artículo 3, fracción XII, de la LIE).

Después de cuatro años de operación desde el inicio del MEM a la fecha, hay sólo un UCPM que participa en el MEM desde diciembre de 2019,[52] debido a que otro usuario que había realizado el proceso de registro, lo canceló recientemente para recibir sus productos a través de un SSC.

Por otra parte, surge la figura del MEM, en el que los agentes privados pueden participar en la generación de energía eléctrica y su comercialización a los Usuarios Calificados (ver Figura 2). Respecto a los derechos adquiridos de los permisionarios que operaban bajo la normativa anterior, la LIE previó un régimen de convivencia de los permisos que se habían otorgado a partir de la reforma de 1992 con los nuevos participantes del mercado (ver el apartado iii del tercer capítulo de este documento).

Figura 2. Estructura de la industria eléctrica en México antes y después de la LIE.



Fuente: Elaboración propia con información de la LSPEE y LIE.

De esta forma, si bien conforme a los artículos 25, 27 y 28 constitucionales, la transmisión y distribución siguen siendo actividades exclusivas del Estado (con la posibilidad de celebrar contratos con agentes privados para el mejoramiento y la expansión de la red)[53], la generación y comercialización son actividades abiertas a los privados y, por lo tanto, reguladas por las relaciones del MEM.

El funcionamiento de este marco legal, que consideraba la competencia en los eslabones de generación y comercialización, dependía de por lo menos tres pilares contemplados en la normativa vigente hasta antes de las modificaciones recientes: (i) garantizar el acceso abierto y no discriminatorio de cualquier central eléctrica a las redes de distribución y transmisión, ya que representan un insumo necesario para que los generadores y los suministradores puedan competir en igualdad de oportunidades; (ii) garantizar el despacho económico de las centrales eléctricas -tomar primero las ofertas de electricidad de la central más barata y así sucesivamente hasta que se satisfaga la demanda- motivando la competencia por reducir los costos de generación de electricidad; y (iii) garantizar y vigilar la separación vertical de la CFE a lo largo de la cadena de valor y la separación horizontal en el eslabón de generación.

52. Deacero, S.A.P.I. de C.V. firmó contrato de Participante de Mercado con CENACE en septiembre 2019 e inició actividades en el MEM el 27/12/2019. Fuente: Lista de Participantes del Mercado, Reporte mensual: mayo 2020, Área Pública del Sistema de Información del Mercado, CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/05.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Mayo-2020).pdf
53. Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Garantizar estas condiciones implicó la necesidad de un nuevo diseño institucional que otorgara mayor autonomía al regulador sectorial y al operador del sistema. Para ello, se confirieron nuevas facultades a la SENER, se fortaleció al árbitro del mercado, la CRE, y se ordenó a la CFE transferir el control operativo de las redes de transmisión y distribución a un nuevo operador independiente del SEN, el CENACE.[54]

Por otra parte, el 11 de agosto de 2014 se publicó en el DOF la Ley de la Comisión Federal de Electricidad (LCFE) que, entre otros aspectos, norma la separación vertical de la CFE, Empresa Productiva del Estado (EPE), en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización y la separación horizontal en la actividad de generación, prevista en la LIE. Esta estricta separación tiene la finalidad de establecer igualdad de condiciones entre todos los posibles participantes del mercado de generación y comercialización de energía eléctrica con las EF o EPS de la CFE correspondientes. Por lo anterior, se crearon trece nuevas empresas de la CFE.[55] Finalmente, en concordancia con los transitorios Décimo Séptimo y Décimo Octavo del Decreto, el 24 de diciembre de 2015 se publicó en el DOF la Ley de Transición Energética (LTE), que tiene por objeto regular las obligaciones en materia de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la industria eléctrica.

A continuación, se analizan los principales elementos del referido marco normativo orientados a garantizar la competencia en la generación y suministro de energía eléctrica en el país, como condición necesaria para motivar la inversión en proyectos basados en fuentes limpias.

I. Importancia del acceso no discriminatorio a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y a las Redes Generales de Distribución (RGD) para asegurar la igualdad de oportunidades en la generación y el suministro de energía eléctrica.

La RNT y las RGD son consideradas monopolios naturales, principalmente porque: (i) desarrollar la infraestructura necesaria para la prestación del servicio implica altos costos fijos hundidos iniciales, lo que hace ineficiente la entrada de nuevos competidores; (ii) implican economías de escala, debido a que una vez realizada la inversión los costos medios para la prestación del servicio disminuyen en un amplio rango de la demanda, en la medida que crecen o se conectan más usuarios finales, y hacen ineficiente la presencia de más oferentes del servicio; y (iii) no existen alternativas o sustitutos para transportar la energía desde el lugar de generación al lugar de consumo.[56]

Dado que CFE Transmisión y CFE Distribución se encargan de la inversión, mantenimiento y ampliación de las redes de transmisión y distribución, respectivamente, se requería de un operador independiente encargado de garantizar el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a estas, que al mismo tiempo formule y proponga de manera neutral e independiente los programas de ampliación de la RNT y de las RGD conforme a las necesidades que identifique, para la eventual publicación de los planes de expansión y modernización por parte de la SENER.[57, 58]

54. De conformidad con el artículo 107 de la LIE.
55. CFE Generación I: con un total de 44 centrales eléctricas; CFE Generación II: compuesta por 32 centrales eléctricas; CFE Generación III: la componen 33 centrales eléctricas; CFE Generación IV: con un total de 20 centrales eléctricas; CFE Generación V: encargada de administrar los contratos de productor independiente; CFE Generación VI: compuesta por 60 centrales eléctricas; CFE Intermediación de Contratos Legados: encargada de administrar los CIL, convenios de compraventa de electricidad y demás contratos suscritos por CFE previo al nuevo marco normativo; CFE Transmisión: se encarga de prestar el servicio público de transmisión de energía eléctrica, así como el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura de transmisión; CFE Distribución: se encarga de prestar el servicio público de distribución de energía eléctrica, así como el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de la infraestructura de distribución; CFE SSB: encargada de proveer el servicio de suministro básico a cualquier persona física o moral que lo solicite; CFE Suministro Calificado: es un proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica, que compra electricidad en el MEM con el fin de dar servicio eléctrico a los Usuarios Calificados con los que tenga un contrato; CFE Internacional: empresa filial que se encarga de competir en el mercado internacional de combustibles y energía eléctrica; CFE Energía: empresa filial encargada de comercializar combustibles a las empresas de generación de la CFE, así como a industriales, petroquímica y a otros generadores distintos a la CFE.
56. La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica. Disponible en: http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ecos-economia/article/download/2014/2017
57. Artículo 108, fracciones I y XIV de la LIE.
58. De acuerdo con el artículo 14 de la LIE, los programas se desarrollaran bajo los siguientes principios: i) procurarán la operación del SEN en condiciones de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, seguridad y sustentabilidad; ii) incluirán los elementos de la Red Eléctrica Inteligente que reduzcan el costo total de provisión del Suministro Eléctrico o eleven la eficiencia, Confiabilidad, Calidad o seguridad del SEN de forma económicamente viable; iii) se coordinarán con los programas promovidos por el Fondo de Servicio Universal Eléctrico; y iv) incorporarán mecanismos para conocer la opinión de los Participantes del Mercado y de los interesados en desarrollar proyectos de infraestructura eléctrica.

Con la finalidad de garantizar la capacidad de competir de los posibles entrantes en las actividades de generación y suministro de electricidad, se le otorgó independencia al CENACE, que antes formaba parte de la CFE. Así, esta institución es responsable del control operativo del SEN, mantener la seguridad de despacho, confiabilidad, calidad y continuidad del sistema, operar el MEM, llevar a cabo la interconexión de nuevas centrales eléctricas a la RNT y las RGD, y organizar el despacho de las centrales y las subastas, previa autorización de la CRE, para la celebración de contratos entre empresas.[59] De esta manera, la efectiva independencia del CENACE es vital para el funcionamiento eficiente de la industria y fue una parte central del mencionado diseño regulatorio.

Por su parte, la CRE, como órgano regulador, es el encargado de establecer la regulación tarifaria a la que deben sujetarse los contratos de interconexión y conexión a la red,[60] asimismo, determina si existe una causa justificada cuando los Transportistas o Distribuidores hayan negado la interconexión o conexión a algún centro de carga o centrales eléctricas.[61] Además, conforme el artículo 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, la CRE tiene la obligación de fomentar el desarrollo eficiente de la industria, y promover la competencia en el sector.

II. Importancia del despacho económico para garantizar la igualdad de oportunidades para competir en el eslabón de generación.

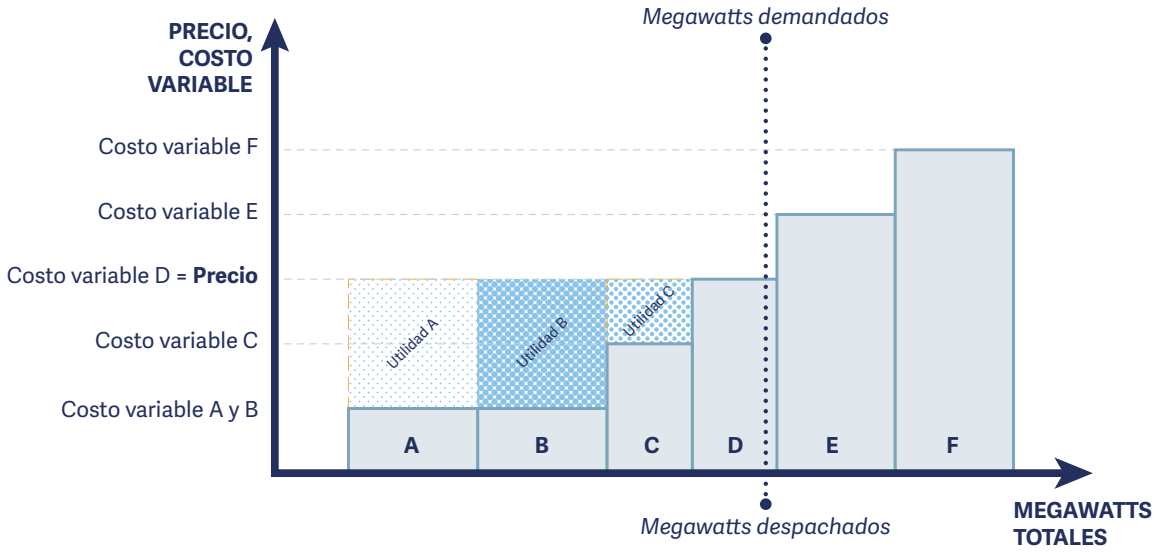
El mecanismo de despacho económico consiste en que el CENACE, en su carácter de operador independiente del SEN, maximice el beneficio económico total, para lo cual toma primero la electricidad generada por la planta eléctrica con la mejor oferta, es decir, la de menores costos variables de producción.[62]

Para que el CENACE pueda realizar el despacho por eficiencia económica, los representantes de las centrales eléctricas registran sus parámetros de costos y capacidades ante el CENACE.[63] Cuando se haya despachado la capacidad acordada en la oferta de una central, la central generadora que le siga con una mejor oferta despachará la capacidad faltante; y así sucesivamente, hasta que se despache la electricidad suficiente para cubrir toda la demanda estimada y modelada por el CENACE.

Las centrales con costos menores al precio obtendrán el equivalente a la diferencia entre su costo variable y el de la última central despachada; así, la central más eficiente obtendrá el mayor diferencial precio-costo variable (ver Gráfica 1). Derivado de lo anterior, el precio está determinado por la intersección de la oferta (y, por lo tanto, el costo variable de la última central despachada) con la demanda del mercado

59. De conformidad con los artículos artículo 15 y 108 de la LIE y el artículo segundo del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía. Este último disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357927&fecha=28/08/2014
60. Artículo 30, fracción II, de la LIE.
61. Artículo 33 de la LIE.
62. El despacho económico está definido en la Base 9.1.8 de las Bases del Mercado Eléctrico.
63. Artículo 104 de la LIE.

Gráfica 1. Conformación del precio de la electricidad en el eslabón de Generación.



Fuente: Elaboración propia con información de la Base 8 de las Bases del Mercado Eléctrico.[64]

La dinámica de competencia generada por el despacho económico incentiva a las centrales eléctricas, incluidas las de la CFE, a ser más eficientes y productivas con el objetivo de despachar primero su electricidad a un menor costo y así generar mayor rentabilidad. Esto es especialmente relevante porque el precio pagado a los generadores de energía eléctrica se determina con base en los costos variables de la última central despachada, los cuales dependen en gran medida de la tecnología empleada y el combustible utilizado. Por estas razones, garantizar el despacho económico es fundamental para preservar la dinámica de competencia que motive la generación más eficiente de energía eléctrica y, por lo tanto, el acceso de los usuarios a esta a los mejores precios posibles.

No se omite señalar que los generadores recuperan sus costos fijos en el MEM (i) en el Mercado de Corto Plazo, concretamente el Mercado de Día en Adelanto (MDA), mediante la diferencia entre el Precio Marginal Local (PML) en el nodo-P en que está interconectada la central del Generador, menos los costos variables que enfrenta dicha central, considerando que esta será despachada si, y sólo si, sus costos medios variables son menores o iguales al PML; y (ii) través del Mercado de Balance de Potencia (MBP).[65] En el MBP, las centrales eléctricas contratan Potencia[66] en períodos anuales, debido a que los usuarios o suministradores tienen obligaciones de cobertura. El MBP es un mercado anual y ex post, es decir, cuando haya concluido el año de producción, que tiene como objeto facilitar a los participantes del mercado el comprar o vender Potencia que requieran para cubrir los desbalances que existan entre sus requisitos de potencia

64. Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015

65. El MBP se basa principalmente en tres factores: i) zonas de potencia, las cuales se refieren al Sistema Interconectado Nacional, el Sistema Interconectado de Baja California y el Sistema Interconectado de Baja California Sur; ii) la determinación de cien horas críticas, que corresponde al cálculo de cien horas críticas que tuvieron menor nivel de reservas de generación en las zonas (es decir, cuando la demanda y generación de electricidad tienden a ser iguales); y iii) las Tecnologías de Generación de Referencia (TGR), para obtener el precio de Potencia en cada zona se definen los costos por tecnología que será la fuente de nueva Potencia cuyas características permitan su instalación y operación en la mayor parte de la Zona de Potencia correspondiente y que sea replicable a escala comercial, que minimiza los costos netos de generación y potencia en el largo plazo. Lo anterior, produce un mercado en el que los generadores que proveyeron Potencia dentro de las cien horas críticas reciben un pago *ex post* por la porción de Potencia cubierta que aplique. El pago que reciben depende del Precio Neto de Potencia, el cual es un precio calculado por el CENACE para cada zona de potencia. Para efectos del cálculo del precio neto de potencia, el CENACE utiliza los TGR y calcula sus costos fijos y variables, para estos últimos toma en cuenta los ingresos representativos por Tecnología en el Mercado de Día de adelanto en la Zona de Potencia (reconociéndolo como un exceso de costos variables), los cuales se conocen como Ingresos del Mercado para la Tecnología de Generación de Referencia. El precio neto de potencia descuenta las rentas obtenidas en el mercado en cada zona de Potencia, para que todos los participantes que hayan vendido Potencia reciban ingresos de acuerdo con la cantidad oferta y este precio neto. En este sentido, el mercado de Potencia paga con base en un precio determinado por los costos fijos, es decir, por el reconocimiento de contar con capacidad instalada y no por la cantidad de energía generada en el mercado.

66. La Potencia se refiere a un producto que los generadores pueden ofrecer mediante el cual para asegurar la disponibilidad de producción física y ofrecer la energía al mercado de corto plazo. En este sentido, el mercado para el balance de Potencia permite a los generadores que garantizan la producción de energía en el corto plazo reconocer y recuperar costos en horarios de alta y baja demanda, dependiendo de la zona de Potencia a la que pertenezcan. Numeral 11.1.4., inciso b) de la Base 11: Mercado para el Balance de Potencia. Disponible en:
https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoBalance/Base%2011%20de%20las%20Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20(DOF%20SENER%2008-Sep-15).pdf

y las cantidades registradas en sus Transacciones Bilaterales de Potencia.[67] El propósito de este Mercado es establecer señales de precio que respondan a las condiciones de escasez o superávit de capacidad de generación en el SEN, las cuales fomentarán una demanda para contratar Potencia a mediano y largo plazo, incentivar el desarrollo de nueva capacidad de generación para el SEN y satisfacer así la demanda eléctrica de los usuarios finales bajo condiciones de suficiencia y seguridad de despacho conforme a la Política de Confiabilidad que establezca la SENER y a los Criterios de confiabilidad que emita la CRE.[68]

De manera complementaria, también pueden recuperar sus costos fijos mediante la firma de CCE, en donde el monto de la contraprestación por la entrega de energía o Productos Asociados contemple la recuperación de los dichos costos.[69]

III. Importancia de mantener la separación vertical y horizontal de CFE para permitir la competencia en la generación y comercialización.

El marco normativo faculta tanto a la SENER como a la CRE para que emitan los términos bajo los cuales la CFE debe de realizar una estricta separación contable, operativa, funcional y legal de manera vertical en los distintos eslabones de la industria eléctrica y una horizontal en el eslabón de generación, y vigilen su cumplimiento.[70]

A pesar de que existen algunas ventajas de la operación de una empresa verticalmente integrada (por ejemplo, evitar la doble marginalización cuando existe poder de mercado en ciertos segmentos), varios países en el mundo optaron exitosamente por la separación vertical de los segmentos en la cadena de valor, por el contrario, la experiencia internacional muestra que continuar con una industria verticalmente integrada perjudica su desempeño.[71]

Esta separación cobra mayor relevancia en la industria eléctrica mexicana debido a que las redes de transmisión y distribución -propiedad de la CFE- son un insumo necesario para participar en los eslabones de generación y comercialización en igualdad de oportunidades. En este sentido, la vigilancia de esta separación es esencial para transitar hacia mercados competidos.[72]

Para normar dicha separación vertical y horizontal de la CFE, el 11 de enero de 2016, la CRE publicó en el DOF los *Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad* (TESL).[73]

Los TESL fueron modificados el 25 de marzo de 2019,[74] comprometiendo la separación horizontal y vertical de la CFE, lo que resulta contraproducente para la eficiencia de la industria eléctrica en su conjunto y, por lo tanto, perjudicial para los usuarios del servicio.[75]

Por un lado, garantizar la separación legal, contable, operativa y funcional horizontal de la CFE en el eslabón de generación es importante porque, al estar inmersas en una dinámica de competencia, las empresas de generación de la CFE tienen incentivos para ser más eficientes y productivas para que la empresa generadora con costos más bajos sea despachada primero,

67. La metodología para el cálculo del precio de la Potencia en el MBP implica que este sea mayor a cero si, y sólo si, el PML en el MDA no permite cubrir los costos fijos de un generador promedio para cierta tecnología de referencia, en cuyo caso el precio sólo permite cubrir la diferencia requerida para alcanzar a cubrir los costos fijos, y no los costos fijos en su totalidad. En caso de que el PML en el MDA baste para cubrir la totalidad de los costos fijos para un generador promedio con la tecnología de referencia, el precio de la Potencia en el MBP será igual a cero.
68. CENACE (2018). Informe de la Tecnología de Generación de Referencia. Año de Producción 2018. P. 4. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2019/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202018%20v2018%2011%2009%20Preliminar.pdf
69. Los CCE, aunque contemplen la posibilidad de entrega física de los productos, son de naturaleza financiera en donde los generadores fijan un precio a futuro, y por tanto las partes absorben las ganancias o pérdidas que resulten de la diferencia entre las contraprestaciones pactadas *ex ante*, y los precios que posteriormente se presenten en el mercado, incluyendo las variaciones en los costos fijos y variables de los agentes. Esto significa que, *ex ante*, se espera que los CCE cubran los costos fijos para los productos contratados, pero fluctuaciones futuras en los precios o condiciones de mercado disminuyan o anulen esta rentabilidad.
70. Artículo cuarto transitorio de la LIE.
71. Joskow, P., 2008. «Lessons learned from electricity market liberalization». Energy J. 29 (2), 9–42.
72. OPN-003-2019. COFECE, página 6. Disponible en: https://www.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V112/4/4791684.pdf
73. Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016
74. Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555005&fecha=25/03/2019
75. Más adelante se analizarán las implicaciones de estas modificaciones a los TESL. OPN-003-2019. Disponible en: https://www.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V112/4/4791684.pdf

como cualquier otro agente. Las centrales eléctricas se dividieron entre las distintas empresas de CFE Generación, a excepción de CFE Generación V, que es la empresa encargada de amparar los contratos de producción independiente de energía (Ver Gráfica 2).

Gráfica 2. Separación vertical y horizontal de la CFE.

Fuente: Elaboración propia con información de la CFE.[76]

Así, originalmente la separación horizontal de la CFE se realizó con el objetivo de que las señales de precios en los diferentes puntos del SEN, que reflejan la congestión del sistema, motiven la inversión (de privados y de la CFE) en donde se requieran opciones de generación más eficientes.[77] Por otro lado, la separación vertical de la CFE es fundamental para evitar que, al estar integrado, este agente pueda aprovechar el poder de mercado en los eslabones de la cadena en los que actúa como monopolio legal para dar trato discriminatorio a sus competidores en la generación o el suministro en detrimento de su capacidad para competir desplazándolos o impidiéndoles el acceso al mercado.

Por tales motivos, cualquier propuesta de reasignación de activos y contratos de generación entre las EPS y las EF de la CFE debe respetar la separación vertical y horizontal prevista en la LIE y la LCFE. También la estricta vigilancia de esta separación, a cargo de la SENER y la CRE, es fundamental para la operación eficiente de la industria.

Cabe mencionar que en una revisión del desempeño de la EPS CFE Transmisión, la ASF[78] concluyó que, si bien la empresa avanzó en su separación contable, funcional y legal, al cierre de 2018, seguía sin existir una separación operativa real respecto de CFE Corporativo y CFE SSB, a fin de que la EPS opere de manera independiente ya que el corporativo centraliza la administración de los recursos humanos de la EPS, y el proceso de gestión de riesgos; además, señala que existió un "Cargo por Demanda Garantizada", que es un mecanismo para financiar, con ingresos de CFE Transmisión, las pérdidas de la CFE SSB. En este sentido recomendó que la CFE Transmisión, en coordinación con CFE Corporativo, establezca los mecanismos necesarios para avanzar en la separación operativa de la EPS, respecto de CFE Corporativo y CFE SSB, a fin de que la EPS opere de forma independiente.

76. Comisión Federal de Electricidad (2016). Informe Anual. Disponible en: https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202016%20CFE.pdf?csf=1&e=eUcCiv
77. El nodo de generación tiene un precio que representa las condiciones de oferta, mientras que el nodo de consumo tiene otro precio que representa las condiciones de demanda. La diferencia entre ambos precios será mayor o menor en función de su ubicación y características específicas (niveles de congestión, pérdidas). Por ejemplo, una mayor la diferencia entre el precio en el nodo de consumo y el de generación será un indicador de saturación de la red y, al permitir mayores ingresos es un incentivo para que ingrésense instalen nuevos generadores en ese nodo hasta el punto en que la diferencia baje y deje de motivar el ingreso de nuevos generadores.
78. Revisión de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión. Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/simplificados/499-DE.pdf

En resumen, el marco constitucional y legal vigentes contemplan la libre participación de privados, sujeta a un régimen de permisos, en los eslabones de generación y suministro de electricidad y contemplan en su regulación secundaria y diseño institucional reglas para garantizar la efectiva posibilidad de participación de privados y de competencia en estas actividades. Sin embargo, el 1 de febrero de 2021 el Titular del Ejecutivo presentó una Iniciativa de reforma a la LIE, sobre la cual esta Comisión emitió una opinión recomendando al Congreso de la Unión no aprobarla (ver Cuadro 2). No obstante, fue publicada en el DOF el 9 de marzo de 2021,[79] y actualmente se encuentra en revisión del poder judicial.[80]

Cuadro 2. Opinión sobre la Iniciativa con proyecto de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica (Iniciativa)[81]

El 12 de febrero de 2021, el pleno de la Comisión emitió una opinión dirigida al Congreso de la Unión sobre la Iniciativa de reforma a la LIE, toda vez que identificó que, de ser aprobada en sus términos, anularía la competencia en la generación y el suministro de energía eléctrica principalmente al:

i. **Eliminar el despacho económico y, por lo tanto, la competencia en la generación de energía eléctrica a través de la reducción de costos.** La Iniciativa establece un orden predeterminado de prelación indicando el despacho prioritario de las centrales de CFE, otorgándole una ventaja artificial y desincentivando que los generadores de energía eléctrica realicen inversiones para disminuir sus costos de generación y que, en su caso, transiten a tecnologías más eficientes. Esto podría traducirse en tarifas finales de suministro eléctrico más altas que deberán pagar los mexicanos.

ii. **Quebrantar la garantía de acceso abierto a la Red Nacional de Transmisión (RNT) y las Redes Generales de Distribución (RGD), que constituyen insumos fundamentales para competir en la generación y comercialización de energía eléctrica.** Sin atender la importancia del acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD, la Iniciativa permite al CENACE otorgarlo únicamente "cuando sea técnicamente factible", sin señalar los criterios respectivos. Esto otorga amplia discrecionalidad al CENACE para negar el acceso a los generadores, incluso en situaciones donde sea factible hacerlo o pueda conseguirse mediante adecuaciones de infraestructura a costa del interesado, lo que podría erigirse como una barrera regulatoria a la competencia.

iii. **Permite a la CFE SSB adquirir electricidad sin recurrir a mecanismos competidos que garanticen los mejores precios.** La Iniciativa elimina la obligación del Suministrador del Servicio Básico de celebrar Contratos de Cobertura Eléctrica únicamente a través de las SLP. Es decir, que la utilización de las SLP como mecanismo para adquirir energía, Potencia y CEL se convertiría en opcional. Esta modificación implicaría que alrededor del 84% de la generación existente tendría derecho a ser adquirida por el principal suministrador del país a través de métodos no competidos. Esto significa un cambio de paradigma en el arreglo de este mercado a uno en el que la competencia deja de ser el mecanismo para (i) motivar la eficiencia en la generación, (ii) promover la instalación de proyectos basados en fuentes limpias y, sobre todo, (iii) para garantizar a los mexicanos que las tarifas que pagan sean las menores posibles.

Además, al abandonar el objetivo de los CEL como mecanismo para motivar la instalación de la capacidad de generación limpia faltante para alcanzar las metas de energía limpia comprometidas, la Iniciativa modifica los criterios para el otorgamiento de CEL a centrales eléctricas para que ese otorgamiento no dependa de la fecha de inicio de operación comercial de las centrales. En este sentido, todas las centrales que generan energía eléctrica a través de fuentes limpias podrían recibir CEL, incluso aquellas que operaban antes de la entrada en vigor de la LIE. Esto implicaría la eliminación de la funcionalidad de los CEL como herramienta para motivar nuevas inversiones en la generación de energía limpia, como se explica a lo largo de este documento.

Finalmente, concede amplia discrecionalidad a la CRE para negar permisos y revocar los otorgados conforme a la LSPEE para autoabastecimiento y cogeneración.

Por estas razones, la COFECE consideró que, de aprobarse la Iniciativa, se afectaría severamente el proceso de competencia y libre concurrencia en los eslabones de generación y comercialización. Lo anterior podría contravenir el régimen constitucional que hoy rige la industria eléctrica nacional y que está basado en la competencia como motor para promover la eficiencia de la misma, lo que traería como consecuencia un posible incremento en los precios pagados por el consumidor final. En este sentido, recomendó no aprobarla en sus términos.

79. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021
80. Conceden suspensión definitiva contra ley eléctrica. Hasta el 19 de marzo de 2021 se habían concedido varias suspensiones definitivas con efectos generales en contra de la Iniciativa del Ejecutivo Federal. Disponible en: https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/conceden-suspension-definitiva-contra-ley-electrica/
81. Opinión sobre la iniciativa con proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la ley de la industria eléctrica. Disponible en: https://resoluciones.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V173/9/5363212.pdf

Posteriormente, el 21 de abril de 2021 la COFECE interpuso una controversia constitucional ante la Suprema Corte de Justicia de la Nación (SCJN), al considerar que parte del contenido de la Reforma a la LIE es contrario a los artículos 25, 27, y 28 Constitucionales. Lo anterior, en afectación a la esfera competencial de la COFECE al impedirle garantizar la competencia y libre concurrencia en este sector.[82]

2. Los CEL como herramienta para motivar la generación limpia de energía eléctrica

Existen beneficios sociales de generar energía eléctrica a través de fuentes limpias. Entre ellos se encuentran el combate al cambio climático, la reducción de emisiones de GEI, la disminución de enfermedades relacionadas con la contaminación del aire, y un menor uso de combustibles fósiles.[83, 84]

Para alcanzar estos beneficios sociales, diversos países han implementado distintas políticas y mecanismos de mercado para acelerar la instalación de proyectos de generación eléctrica limpia y reconocer las externalidades positivas que representan para la sociedad.[85] Uno de estos mecanismos son los certificados de energía verde o limpia, que funcionan como un instrumento económico para reconocer el beneficio de la generación de electricidad a través de fuentes limpias (ver Cuadro 3).

Los certificados de energía verde o limpia permiten a los proyectos amortizar los costos relacionados con su interconexión a la red y nivelar la competencia con plantas, en su mayoría convencionales, ya instaladas e interconectadas. Lo anterior, resulta relevante en un escenario como el mexicano, de transición de un monopolio verticalmente integrado a uno de competencia en el eslabón de generación, en el que el incumbente ya ha amortizado las inversiones de las plantas que están en operación, tiene mayor poder de negociación para firmar contratos de largo plazo con los usuarios y es dueño de las redes de transmisión.

De manera que los certificados han sido utilizados por los países para establecer obligaciones ambientales que motiven la firma de contratos de largo plazo con precios fijos entre los generadores y los consumidores obligados, lo que permite recuperar las inversiones al asegurar una ganancia en el largo plazo y facilita la instalación de proyectos de generación de electricidad limpia.[86]

Cuadro 3. Experiencia internacional sobre el uso de Certificados de Energías Limpias

El número de países que utiliza los certificados de energía limpias ha crecido de 16 en 2005 a más de 30 en 2017, incluyendo, además de México, a Corea del Sur y Australia.[87, 88] Alrededor del mundo la implementación de este mecanismo puede variar en cuanto a:

82. COFECE interpone controversia constitucional contra el Decreto que reforma diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: https://www.cofece.mx/cofece-interpone-controversia-constitucional-contra-el-decreto-que-reforma-diversas-disposiciones-de-la-ley-de-la-industria-electrica/
83. Beneficios de usar energías renovables (2018). SEMARNAT. Disponible en: https://www.gob.mx/semarnat/articulos/beneficios-de-usar-energias-renovables-172766
84. De acuerdo con el Informe sobre la Brecha de Producción 2020, nos enfrentamos a una alteración climática severa si los países continúan produciendo combustibles fósiles en los niveles actuales, y será aún peor con los aumentos planeados. Disponible en: https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/gobiernos-del-mundo-deben-reducir-la-produccion-de
85. Dominique Finon (2013) The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime, Climate Policy, 13:sup01, 130-145, DOI: 10.1080/14693062.2012.741832.
86. Dominique Finon (2013) The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime, Climate Policy, 13:sup01, 130-145, DOI: 10.1080/14693062.2012.741832.
87. Renewable Energy Policies in a Time of Transition. IRENA, OCDE/IEA y REN21 (2018). Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf
88. Tradable green certificates. A new market-based incentive scheme for renewable energy: Introduction and analysis. Disponible en; http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/hock2/docs/ECN-I-99-004.pdf

i. **Los tipos de energía renovable que pueden obtener Certificados.** El gobierno australiano, por ejemplo, estableció 19 categorías que clasifican como generadores renovables y pueden recibir Certificados.[89] Otro ejemplo es el Reino Unido, donde únicamente establecieron ocho tecnologías.[90] En el caso mexicano, la normativa contempla 15 tecnologías que pueden obtener Certificados.[91]

ii. **El nivel de las cuotas o porcentajes de energía limpia que deben consumirse y la temporalidad para alcanzarlas.** Por ejemplo, Suecia y Dinamarca establecieron una meta de 100% de energía eléctrica producidas por fuentes renovables para el 2040 y 2050, respectivamente, mientras que Alemania espera llegar al 65% de generación de electricidad por fuentes limpias en 2030.[92] A pesar de la variación en los porcentajes de meta establecidos, generalmente estas suelen ser incrementales, tal como sucede en el caso mexicano, que el objetivo para 2018 era de 5%, incrementándose hasta 13.9% para 2022. Por su parte, el Reino Unido calcula sus cuotas obligatorias de manera anual; para 2021 a 2022 estableció una cuota de 125.4 millones de Renewables Obligation Certificates (ROC).[93]

iii. **Los participantes del mercado obligados al cumplimiento de dichos objetivos.** El Reino Unido[94] y Bélgica,[95] por ejemplo, establecieron obligaciones a los generadores de electricidad; mientras que en Suecia las empresas suministradoras y algunos consumidores de gran escala son quienes se encuentran obligados al cumplimiento de los porcentajes de metas de consumo.[96] En Australia[97] las obligaciones también recaen sobre el consumidor de electricidad a gran escala. En México, la obligación de adquirir certificados recae en los usuarios, es decir, las entidades responsables de carga.[98]

iv. **Los mecanismos de comercialización para los certificados.** En el largo plazo, los suministradores de electricidad firman contratos con los generadores, en los cuales especifican la cantidad de Certificados que se van a comercializar y su precio. También existe un mercado *spot* de corto plazo en el que se comercializan Certificados que no se encuentran comprometidos en un contrato de largo plazo, es decir, aquellos que ya se emitieron y que no se han utilizado para comprobar el cumplimiento de las cuotas o porcentajes en períodos anteriores. En este mercado el precio pactado se basa en el costo marginal de cada Certificado. Por ejemplo, en Japón existen las dos posibilidades de comercialización; por una parte, se encuentra el mercado de "commodity" en el cual los suministradores de electricidad compran los certificados a un precio acordado con los generadores y, por la otra, se encuentra un mercado *spot*, similar a la bolsa de valores y que es operado por distintas plataformas y al final deben de comprobar la transacción ante el Centro de Certificación de Energía Verde.[99] En México, el marco legal considera ambos esquemas; no obstante, como se explicará más adelante el mercado *spot* o de corto plazo no ha operado hasta el momento.

v. **Mecanismos de verificación del cumplimiento.** Generalmente, esta política se encuentra supervisada por una autoridad reguladora quien, a su vez, es la encargada de emitir los certificados, establecer las cuotas o porcentajes, verificar el cumplimiento de estas y, en su caso, establecer sanciones a los suministradores por el incumplimiento de las mismas. En el caso de Australia, por ejemplo, el regulador de energía limpia (Clean Energy Regulator, en su idioma original) es el encargado de registrar los certificados y verificar que las entidades obligadas a la compra de energía proveniente de fuentes renovables hayan cumplido y, en caso de que no, sancionarlas.[100] En el caso del Reino Unido, la autoridad encargada de verificar el cumplimiento de los ROC es la Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem).[101] El marco legal mexicano cuenta con mecanismos de vigilancia y sanción del cumplimiento de las obligaciones de CEL; no obstante, a lo largo de este documento se expondrán algunos vacíos y deficiencias en su implementación.

89. Renewable Energy (Electricity) Act 2000. (2019). Numeral 17. Eligibly energy sources, página 24. Las categorías que pueden obtener certificados son: (i) hidroeléctricas; (ii) undimotriz; (iii) mareomotriz; (iv) marina; (v) eólica; (vi) solar; (vii) geotérmica acuífera; (viii) geotérmica de rocas; (ix) cultivos energéticos; (x) desechos de madera; (xi) desechos agrícolas; (xii) desechos del procesamiento de productos agrícolas; (xiii) desechos de comida; (xiv) desechos del procesamiento de comida; (xv) bagazo; (xvi) licor negro; (xvii) biomasa; (xviii) gas de vertedero; y (xix) aguas residuales. Disponible en: https://www.legislation.gov.au/Details/C2019C00061
90. Office of Gas and Electricity Markets. (2019). Guidance for generators that receive or would like to receive support under the Renewables Obligation (RO) scheme, p. 17, tabla 3. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/04/ro_generator_guidance_apr19.pdf
91. Artículo 3, fracción XXII de la LIE.
92. 11 Countries leading the charge on renewable energy. Climate Council Australia. Disponible en: https://www.climatecouncil.org.au/11-countries-leading-the-charge-on-renewable-energy/
93. The Renewables Obligation for 2021/22 (Octubre 2020). Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Disponible en: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/923126/renewables-oglibation-guidance-note-2021-22.pdf
94. Department of Energy and Climate Change (2015). Policy Paper 2010 to 2015 government policy: low carbon technologies. Appendix 5: the Renewables Obligation (RO). Disponible en: https://www.gov.uk/government/publications/2010-to-2015-government-policy-low-carbon-technologies/2010-to-2015-government-policy-low-carbon-technologies#appendix-5-the-renewables-obligation-ro
95. Legal Sources on Renewable Energy (2019). Belgium, National: Quota system (Green Certificates), Addressees. Disponible en: http://www.res-legal.eu/search-by-country/belgium/single/s/res-e/t/promotion/aid/national-quota-system-green-certificates/lastp/107/
96. Legal Sources on Renewable Energy (2019). Sweden, Quota System, Adressees. Disponible en: http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/
97. Australian Government, Clean Energy Regulator (2018). Liable entities. Disponible en: http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Renewable-Energy-Target-liable-entities
98. Las entidades responsables de carga incluyen a los Suministradores de Servicios Calificados, Suministradores de Servicios Básicos, Usuarios Calificados Participantes del Mercado, Usuarios Finales en Abasto Aislado y Títulos de Contratos de Interconexión Legados no limpios.
99. Comisión Económica y Social para Asia y el Pacífico. Stimulating consumer interest in business that go green: Japan's Green Power Certificate scheme. p. 2. Disponible en: https://www.unescap.org/sites/default/files/27.%20CS-Japan-Green-Power-Certificate-Scheme.pdf
100. Renewable Energy (Electricity) Act 2000. (2019). Numeral 41 y 101. Disponible en: https://www.legislation.gov.au/Details/C2019C00061
101. About the RO. Ofgem. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro

I. Obligaciones en materia de energía limpia consideradas en la normativa mexicana.

Desde principios de los años noventa, México ha adquirido diversos compromisos internacionales relacionados con la disminución de emisiones de GEI[102] (ver Cuadro 4) que derivan en las siguientes obligaciones en materia de generación de energía limpia consideradas en el marco normativo mexicano:

1. El artículo 4 de la CPEUM menciona que toda persona tiene derecho a un medio ambiente sano para su desarrollo y bienestar.[103]
2. El artículo Segundo Transitorio de la LGCC establece el compromiso de reducir en 22% las emisiones de GEI para 2030; el compromiso en específico para la generación de electricidad es del 31% de emisiones con respecto a las emitidas en el 2000. Además, el artículo Tercero Transitorio, fracción II, inciso e) establece como meta que la generación eléctrica de fuentes de energía limpias alcance por lo menos 35% para 2024.
3. El artículo 1° de la LIE establece como uno de sus objetivos el cumplimiento de las obligaciones de energías limpias y de reducción de emisiones. De acuerdo con su articulado, la LIE tiene como finalidad, entre otras cosas, promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica, así como el cumplimiento de las obligaciones de energías limpias.[104] En específico, el artículo 121 de la LIE obliga a la SENER a implementar mecanismos que permitan cumplir la política en materia de diversificación de fuentes de energía y promoción de fuentes de energía limpia.
4. El artículo Tercero Transitorio de la LTE especifica que la SENER fijará como meta una participación mínima de energías limpias en la generación de energía eléctrica del 25% para 2018, del 30% para 2021 y del 35% para 2024.
5. La Estrategia de Transición establece un objetivo de participación de generación de energía eléctrica proveniente de fuentes limpias de 35% del total de la generación eléctrica para 2024, de 40% para 2035 y de 50% para 2050.

Cuadro 4. Compromisos Internacionales de México en Materia de Generación Limpia.

El 11 de marzo de 1993, México ratificó la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC)[105] ante la Organización de las Naciones Unidas (ONU). La CMNUCC estableció una Conferencia de las Partes (COP, por sus siglas en inglés) con el mandato de revisar la implementación de la CMNUCC, así como negociar nuevos compromisos ambientales.[106] Durante la tercera reunión (COP 3) que se llevó a cabo en Kioto, Japón, en diciembre de 1997, se elaboró el Protocolo de Kioto que obligaba jurídicamente a 36 países a reducir el total de sus emisiones de GEI durante el período de 2008 al 2012.[107] México ratificó el Protocolo el 7 de septiembre del 2000.[108]

Los esfuerzos internacionales por disminuir las emisiones de GEI continuaron y durante la COP 18 se firmó la enmienda de Doha,[109] estableciendo nuevos compromisos de reducción de GEI para el período 2013-2020 para los países desarrollados, la cual el gobierno mexicano aprobó el 30 de mayo de 2014.[110]

102. De acuerdo con Green Facts, los GEI son gases integrantes de la atmósfera, de origen natural y antropogénico, que absorben y emiten radiación en determinadas longitudes de ondas del espectro de radiación infrarroja emitido por la superficie de la Tierra, la atmósfera, y las nubes. El vapor de agua, dióxido de carbono, óxido nitroso, metano, y ozono son los principales GEI en la atmósfera terrestre. Además, existe en la atmósfera una serie de GEI totalmente producidos por el hombre, como los halocarbonos y otras sustancias que contienen cloro y bromuro. Disponible en: https://www.greenfacts.org/es/glosario/ghi/gas-efecto-invernadero.htm
103. Artículo 4 de la CPEUM. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf_mov/Constitucion_Politica.pdf
104. Artículo 1, segundo párrafo de la LIE.
105. Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf
106. Artículo 7 de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf
107. Artículo 3 del Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/sites/default/files/resource/docs/spanish/cop3/kpspan.pdf
108. Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, México. Disponible en: https://unfccc.int/node/61114
109. Convención Marco de las Naciones Unidad, COP 18. Disponible en: https://unfccc.int/process-and-meetings/conferences/past-conferences/doha-climate-change-conference-november-2012/cop-18
110. Decreto por el que se aprueba la Enmienda de Doha al Protocolo de Kioto, adoptada en Doha, el ocho de diciembre de dos mil doce. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5346855&fecha=30/05/2014

Finalmente, en 2015, durante la COP 21 se alcanzó el primer acuerdo universal y jurídicamente vinculante para todos los países sobre el cambio climático: el Acuerdo de París.[111] Los gobiernos acordaron mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C sobre los niveles preindustriales. El gobierno mexicano ratificó el Acuerdo de París el 21 de septiembre de 2016 [112] el cual es coherente con las metas establecidas en la LGCC y la LTE.

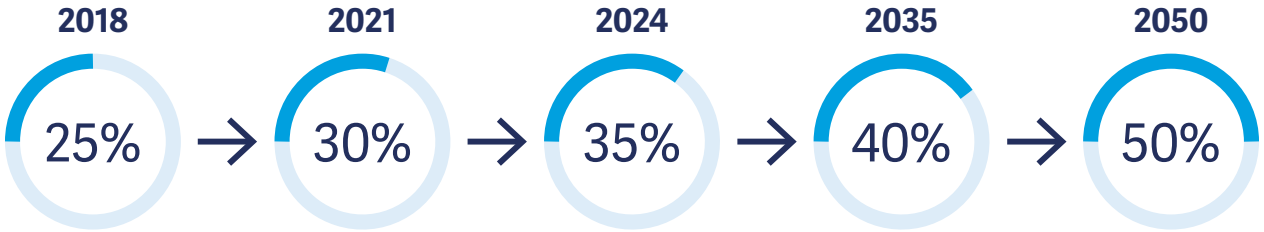
En cuanto a tratados internacionales, el Capítulo 24 Medio Ambiente, Artículo 24.25 Cooperación Ambiental, Numeral 2, del Tratado de México, Canadá y Estados Unidos establece que *"2. Las Partes están comprometidas a ampliar su relación de cooperación en asuntos ambientales, reconociendo que esto les ayudará a lograr sus metas y objetivos ambientales comunes, incluyendo el desarrollo y la mejora de la protección, las prácticas y las tecnologías ambientales."*[113]

Adicionalmente, de acuerdo con el capítulo 20 Medio Ambiente, Artículo 20.15 Transición hacia una Economía Resiliente y Baja en Emisiones, Numeral 2 del Tratado de Asociación Transpacífico: *"[l]as Partes cooperarán para abordar asuntos de interés conjunto o común. Las áreas de cooperación podrán incluir, pero no se limitan a: la eficiencia energética, el desarrollo de tecnologías costo-efectivas bajas en emisiones y fuentes alternativas de energía, limpia y renovable [...]."*[114]

En este sentido, es importante señalar que los acuerdos internacionales tienen rango constitucional, de acuerdo con el artículo 133 de la CPEUM.[115]

Las metas mínimas de participación de energías limpias en la generación de energía eléctrica comprometidas por medio del Acuerdo de París,[116] y plasmadas en distintos instrumentos jurídicos mexicanos (Metas de Energía Limpia) podrían resumirse como muestra la Figura 3.

Figura 3. Porcentajes de participación de energía limpia en la generación de energía eléctrica establecidas en la LTE.



Fuente: Elaboración propia con información de la SENER.[117]

II. Los Certificados de Energías Limpias en la normativa mexicana.

A fin de alcanzar los porcentajes de participación mínima de energías limpias en la industria eléctrica establecidas en la LGCC y la LTE, el artículo 121 de la LIE faculta a la SENER para establecer las obligaciones para los participantes de la industria eléctrica para adquirir CEL,[118] los cuales son títulos expedidos por la CRE que acreditan la producción de cierta cantidad de energía a partir de fuentes de energía limpia.[119]

111. ¿Qué es el Acuerdo de París?, Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris
112. México, Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/node/61114
113. Capítulo 24 Medio Ambiente, Artículo 24.25 Cooperación Ambiental, Numeral 2, del Tratado de México, Canadá y Estados Unidos. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/465806/24ESPMedioAmbiente.pdf
114. Capítulo 20 Medio Ambiente, Artículo 20.15 Transición hacia una Economía Resiliente y Baja en Emisiones, Numeral 2 del Tratado de Asociación Transpacífico. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/86488/20._Medio_Ambiente.pdf
115. Artículo 133 de la CPEUM. Disponible en: https://www.scjn.gob.mx/sites/default/files/cpeum/documento/2017-03/CPEUM-133.pdf
116. México entregó a la ONU la ratificación del Acuerdo de París. Disponible en: https://www.gob.mx/semarnat/prensa/mexico-entrego-a-la-onu-la-ratificacion-del-acuerdo-de-paris
117. ACUERDO por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la LTE. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016
118. El Artículo 121 de la LIE menciona que "La Secretaría implementará mecanismos que permitan cumplir la política en materia de diversificación de fuentes de energía, seguridad energética y la promoción de fuentes de Energías Limpias. La Secretaría establecerá las obligaciones para adquirir Certificados de Energías Limpias e instrumentará los demás mecanismos que se requieran para dar cumplimiento a la política en la materia, y podrá celebrar convenios que permitan su homologación con los instrumentos correspondientes de otras jurisdicciones."
119. Artculo 3, fracción VIII, de la LIE.

La definición de obligaciones de adquisición de CEL a los Participantes Obligados[120] (demanda) y la acreditación de estos a los generadores de energías limpias[121] (oferta), forman un mercado de CEL, donde la SENER determina un requisito anual de CEL[122] y la CRE se encarga de emitirlos, dar seguimiento a su registro y conteo, así como verificar el cumplimiento de las metas de energías limpias[123] por parte de los Participantes Obligados (ver Figura 4).

La normativa prevé la posibilidad de compraventa de CEL a través de un mercado de corto plazo,[124] mediante contratos a través de Subastas de Largo Plazo y/o mediante Contratos Bilaterales entre particulares.[125] Los integrantes de la industria eléctrica pueden presentar ofertas de compraventa de CEL a cualquier precio. Por lo tanto, el precio del CEL no es fijo, sino que depende de la demanda y oferta, en conjunto con los mecanismos de comercialización disponibles.

Figura 4. Estructura del mercado de CEL.

Fuente: Elaboración propia con base en la LIE y las Bases del Mercado Eléctrico.

Los requisitos de adquisición de CEL se basan en el faltante de generación de electricidad proveniente de energías limpias para cumplir con las metas nacionales e internacionales de participación de generación limpia. De esta forma, cada año la SENER establece con tres años de anticipación los requisitos de consumo de energía limpia para los Participantes Obligados, es decir, para aquellas entidades que representan Centros de Carga[126] en el mercado, mediante la determinación de porcentajes mínimos de obligación que, una vez establecidos, no podrán reducirse.[127] El objetivo de fijar las obligaciones de CEL con tres años de anticipación es prever el tiempo necesario para la planeación y desarrollo de la capacidad de generación limpia faltante para alcanzar las metas.

120. El artículo 123 de la LIE menciona que "Los Suministradores, los Usuarios Calificados Participantes del Mercado y los Usuarios Finales que se suministren por el Abasto Aislado, así como los titulares de los Contratos de Interconexión Legados que incluyan Centros de Carga, sean de carácter público o particular, estarán sujetos al cumplimiento de las obligaciones de Energías Limpias en los términos establecidos en esta Ley."
121. Fuente de Energía Limpia en términos de la LIE, en su artículo 3, fracción XXII. Fracciones del Lineamiento 4 de los Lineamientos, el cual establece que tendrán derecho a recibir CEL por un período de veinte años los Generadores Limpios que representan a: (i) Las Centrales Eléctricas Limpias que entren en operación con posterioridad al 11 de agosto de 2014; Las Centrales Eléctricas Legadas que generen energía eléctrica a partir de Energías Limpias que hayan entrado en operación antes del 11 de agosto de 2014, siempre y cuando hayan realizado un proyecto para aumentar su producción de Energía Limpia.
122. Artículo 124 de la LIE.
123. Artículo 12, fracciones XVI, XVII y XVIII, de la LIE y Artículo 7, numeral II) de la LTE.
124. Base 12.1.2 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
125. Base 12.1.3 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
126. Instalaciones y equipos que, en un sitio determinado, permiten que un Usuario Final reciba el Suministro Eléctrico. Los Centros de Carga se determinan en el punto de medición de la energía suministrada (Artículo 3, fracción VII, de la LIE).
127. Artículo 124 de la LIE.

Dichos porcentajes se establecen como una proporción del total de la energía eléctrica consumida en los Centros de Carga[128] y se calculan, para cada período de obligación, como la razón entre:[129] (i) la generación limpia necesaria adicional para alcanzar las Metas de Energías Limpias y, (ii) el consumo total de energía eléctrica del SEN descontando la parte de consumo que ya se cubre con generación limpia.

Requisitos de CEL año i (%) = GLAi/[CTi - CLi]

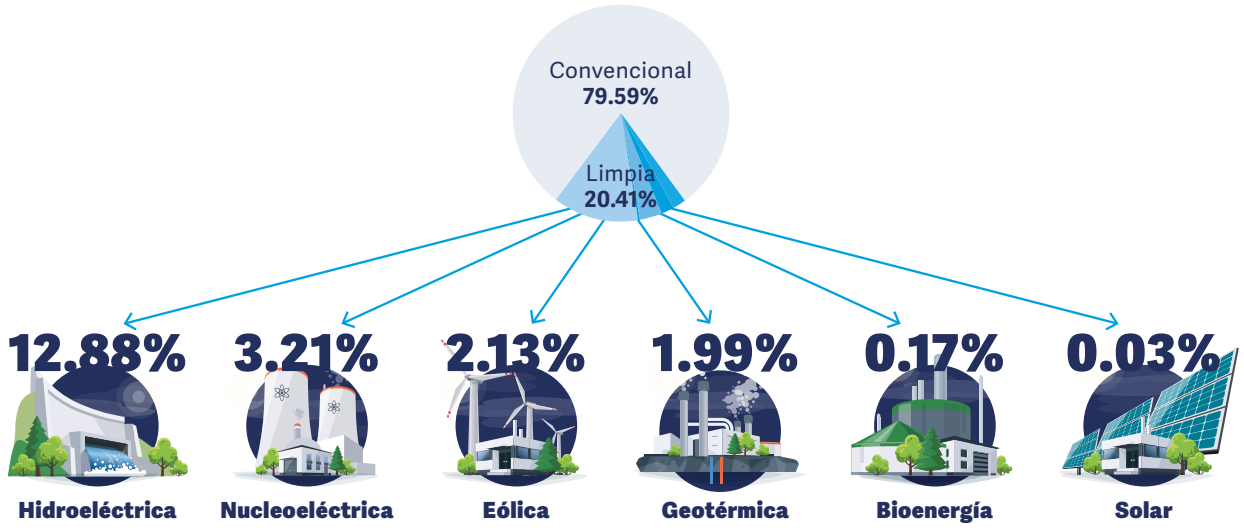
GLAi: Generación Limpia Adicional para alcanzar la Meta del año i (MWh)

CTi: Consumo Total del año i (MWh)

CLi: Consumo Limpio del año i (MWh)

En el establecimiento de los requisitos de CEL la base de generación limpia disponible al momento del cálculo en el sistema juega un factor relevante. En particular, en 2014, México presentaba una base de energía limpia de aproximadamente 20% (ver Gráfica 3), proviniendo la mayor parte de las plantas de la CFE.[130]

Gráfica 3. Generación Bruta de electricidad en 2014.

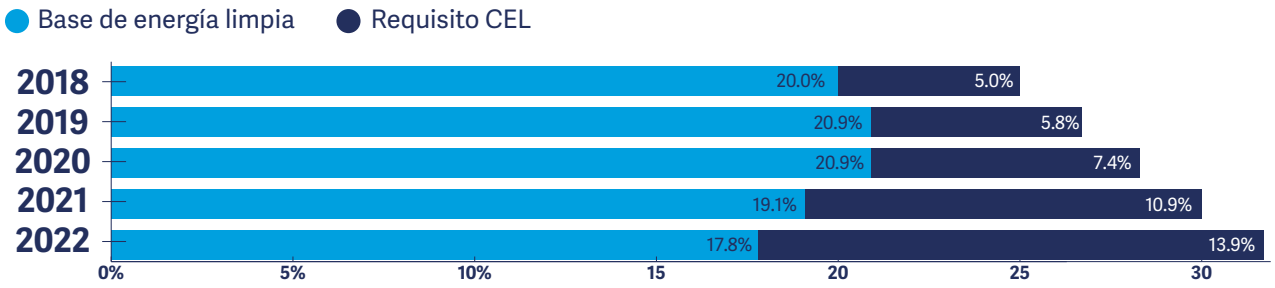


Fuente: Elaboración propia con información de la SENER.[131]

De esta manera, en 2015 la SENER estableció un requisito de CEL equivalente al 5% del consumo total de energía para 2018.[132] En 2016, fijó un porcentaje del 5.8% para el 2019.[133] Finalmente, en marzo de 2019 se determinaron los requisitos para 2020, 2021 y 2022[134] en 7.4%, 10.9% y 13.9%, respectivamente (ver Gráfica 4).

128. Artículo 122 de la LIE.
129. El Requisito de CEL es la proporción del total de energía eléctrica consumida durante el período de obligación en los Centros de Carga que reciban Suministro Eléctrico o que reciban energía eléctrica por Abasto Aislado, o bien, de la porción de energía eléctrica consumida durante el período de obligación en los Centros de Carga incluidos en un Contrato de Interconexión Legado que se haya suministrado a partir de fuentes que no se consideren Energías Limpias por las Centrales Eléctricas contempladas en el mismo contrato, la cual deberá ser acreditada por los Participantes Obligados mediante la Liquidación de Certificados de Energías Limpias (ACUERDO por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2022).
130. Generación bruta por modalidad, 2014: CFE: 54,047 GWh, PIE: 1,864 GWh, Autoabastecimiento: 5,069 GWh, Pequeña Producción 73 GWh, Cogeneración 350 GWh, Usos propios continuos 123 GWh. Fuente: PRODESEN 2015-2029. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf
131. Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PRODESEN 2015-2029. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/prodesen/PRODESEN2015/PRODESEN_2015-2029.pdf
132. Artículo Único del Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
133. 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. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016
134. 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. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5478190&fecha=31/03/2017

Gráfica 4. Trayectoria de requisitos de CEL.



Fuente: Elaboración propia con base en los requisitos de CEL establecidos por la SENER.

Con base en el Artículo 124 de la LIE, a más tardar el 31 de marzo de 2020 y de 2021 la SENER debió definir el requerimiento para 2023 y 2024, respectivamente; no obstante, a la fecha no lo ha hecho. Dado que los requerimientos de CEL se publican cada tres años, período que se estima necesario entre la planeación y la puesta en operación de una nueva central eléctrica, la omisión de publicar los requerimientos a tiempo podría implicar que no se desarrolle la capacidad de generación limpia suficiente para cubrirlos, pues no se enviaría a tiempo la señal para fomentar la instalación de nuevos proyectos.[135]

RECOMENDACIÓN

1. Publicar los requisitos de CEL para 2023 y 2024 para brindar certidumbre a los integrantes de la industria eléctrica sobre la continuidad del mecanismo y las implicaciones de su incumplimiento, así como para fomentar una mayor oferta de generación de energía limpia. **[SENER]**

3. Aspectos regulatorios que favorecen la concentración de la demanda de CEL

Como se mencionó, en México la obligación de CEL recae en el lado de la demanda de electricidad, es decir, los suministradores y algunos usuarios (ver Cuadro 1 para una descripción de los usuarios finales considerados en la LIE). La demanda de CEL está determinada por los faltantes de capacidad de generación para alcanzar las Metas de Energía Limpia comprometidas; no obstante, cómo esta se distribuye entre los Participantes Obligados depende de qué tan concentrado esté el consumo de energía eléctrica entre las diferentes opciones de suministro y del número de Usuarios Calificados que operen directamente en el MEM. Dado que CFE SSB ofrece más del 81% del consumo del país,[136] actualmente es el principal demandante de CEL. Conforme existan más suministradores del servicio calificado y del básico, así como más Usuarios Calificados, la demanda de CEL será asumida por un mayor número de agentes.

135. Los tres años se contemplan también en el período ordinario para la entrada en operación de las centrales en las subastas de largo plazo. De acuerdo con el Anexo A. Flujograma de los pasos a seguir para desarrollar un proyecto de la Guía de programas de fomento a la generación de energía con recursos renovables. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/47854/Guia_de_programas_de_fomento.pdf
136. Ventas anuales de CFE 2018: 218,083 GWh (Informe Anual de CFE 2018, pág. 166), Consumo final del Sistema: 268,811 GWh (PRODESEN 2019, gráfico 6.3).

En específico, los Participantes Obligados[137] que deben cumplir con el requerimiento anual de CEL son aquellas entidades que representan consumo o Centros de Carga en el mercado: (i) los Suministradores (Servicios Básicos[138], Servicios Calificados[139] y de Último Recurso[140]); (ii) los Usuarios Calificados Participantes del Mercado[141]; (iii) los Usuarios Finales que reciben energía eléctrica por el esquema de Abasto Aislado[142]; y (iv) los titulares de los Contratos de Interconexión Legados (CIL)[143] que incluyan Centros de Carga cuya energía eléctrica no provenga en su totalidad de una Central Eléctrica Limpia (ver Gráfica 5).

Gráfica 5. Participantes Obligados a cumplir con requisitos de CEL.

Suministradores

- **Suministrador de Servicios Básicos:** ofrece suministro a los Usuarios Básicos o de bajo consumo. Por el momento sólo CFE presta este servicio y en su mayoría corresponde al servicio a hogares.
- **Suministrador de Servicios Calificados:** ofrece suministros a los Usuarios Calificados, que son aquellos consumidores de alto consumo y que son representados en el MEM por un suministrador de servicios calificados.
- **Suministrador de Último Recurso:** ofrece suministro a los Usuarios Calificados con la finalidad de mantener la continuidad del servicio cuando un Suministrador de Servicios Calificados deje de prestarle el suministro.

Usuarios Calificados Participantes del Mercado

- Consumidores que participan directamente en el MEM, es decir, compran y venden la energía y productos que consumen directamente.
- Para registrarse como un Usuario Calificado Participante del Mercado se debe tener un consumo real de energía mínimo de 20 GWh anuales y un requerimiento de potencia máxima de 5 MW.
- Los Usuarios Calificados Participantes de Mercado son consumidores sofisticados con departamentos especializados en energía que pueden hacer frente a todos los requerimientos económicos (garantías) y técnicos para realizar transacciones en el mercado.

Usuarios Finales en Abasto Aislado

- Usuarios Finales que cubren su suministro bajo el esquema de Abasto Aislado.
- El esquema de Abasto Aislado consiste en la generación o importación de energía eléctrica para cubrir necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución.
- Estos usuarios pueden cubrir la totalidad de sus necesidades de energía o simplemente una parte de estas, de este modo, aquéllos que no cubran la totalidad de sus necesidades de energía podrán conectarse a la Red Nacional de Transmisión para adquirir sus faltantes de energía.

Titulares de Contratos de Interconexión Legados

- Los Contratos de Interconexión Legados (CIL) corresponden a los Contratos de Interconexión (Autoabastecimiento y Cogeneración) y los Contratos de compromiso de compraventa de energía eléctrica (Pequeño Productor y Producción Independiente de Energía) establecidos al amparo de la LSPEE.
- Los requisitos de CEL aplican a los titulares de los CIL que representen consumidores, o cargas, (Autoabastecimiento/ Cogeneración) cuya energía eléctrica no provenga en su totalidad de una fuente de energía limpia; es decir, el requisito es aplicable a los generadores no limpios en dichos esquemas.

Fuente: Elaboración propia a partir de la regulación vigente.

137. Artículo 123 de la LIE.
138. Hasta julio de 2020, sólo CFE SSB se encuentra activo en el MEM, y Enlace y Representación Gubernamental T&M, S.A. de C.V., que es otro Suministrador de Servicios Básicos con Permiso y Contrato de Participante de Mercado, se encuentra en proceso de entrada en operación en el MEM. Fuente: Lista de Participantes de Mercado. Reporte Mensual: julio 2020. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/07.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Julio-2020).pdf
139. Hasta julio de 2020, de un total de 54 Suministradores de Servicios Calificados con Contrato de Participante de Mercado, sólo 25 se encuentran activos y 29 en proceso de entrada en operación en el MEM. Fuente: Ídem.
140. Hasta julio de 2020, los 2 Suministradores de Último Recurso con Contrato de Participante de Mercado se encuentran en proceso de entrada en operación en el MEM. Fuente: Ídem.
141. Hasta julio de 2020, sólo hay un UCPM registrado y con contrato activo en el MEM. Fuente: Ídem.
142. Artículo 22 de la LIE: "Se entiende por Abasto Aislado la generación o importación de energía eléctrica para la satisfacción de necesidades propias o para la exportación, sin transmitir dicha energía por la Red Nacional de Transmisión o por las Redes Generales de Distribución.)."
143. Artículo 122 de la LIE: "Los requisitos para adquirir CEL se establecerán como una proporción del total de la Energía Eléctrica consumida en los Centros de Carga". En el Transitorio Décimo Sexto de la LIE se establece como excepción a la obligación anterior que "los Centros de Carga que se incluyan en los Contratos de Interconexión Legados (CIL) estarán exentos de los requerimientos de obtener CEL, siempre y cuando las centrales eléctricas contempladas en los mismos contratos produzcan energía eléctrica a partir de Energías Limpias en cuantía suficiente para cubrir la totalidad del consumo de dichos Centros de Carga". Esta exención es matizada en el Transitorio Cuarto del Reglamento de la LIE: "La exención de los requerimientos de obtener CEL establecida en el Transitorio Décimo Sexto de la Ley aplicará a la porción del consumo de los Centros de Carga incluidos en cada CIL que se haya suministrado en su totalidad a partir de Energías Limpias por las centrales eléctricas contempladas en el mismo Contrato".

La cantidad total de CEL que un Participante Obligado debe acreditar depende del consumo de los Centros de Carga que representa en el MEM; esto implica que a un mayor consumo corresponde una mayor demanda de CEL. La distribución del consumo entre los Participantes Obligados depende, principalmente,[144] de la intensidad de la competencia en el eslabón de comercialización entre los SSC y los SSB para atraer a usuarios finales. Así, a medida que los usuarios finales migren al mercado libre, la demanda de CEL se moverá de CFE SSB hacia otros Suministradores o directamente a los UCPM. Bajo este supuesto, la carga del cumplimiento de las Metas de Energías Limpias estaría distribuida entre más agentes y no dependería solamente de las políticas y mecanismos de adquisición de CEL por CFE SSB.

En general, los usuarios finales migrarán al mercado libre, ya sea directamente (como UCPM) o a través de un SSC, únicamente si encuentran una mejor opción respecto de sus condiciones actuales de suministro. El mayor incentivo en la migración al mercado radica en la posibilidad de negociar mejores condiciones de suministro en términos económicos (ej. esquema de precios) y comerciales (ej. plazo de contratos y fuente de suministro), en comparación con una tarifa regulada no negociable. Esta posibilidad de elegir la opción tarifaria, tipo de suministro y duración del servicio más conveniente para sus necesidades, dependiendo de su modelo de negocio, volumen de demanda, objetivos corporativos, entre otros, genera una ventaja al usuario.

Sin embargo, a la fecha, la mayor parte de los Usuarios Finales mexicanos reciben su suministro por parte de CFE SSB. Los usuarios domésticos y los agrícolas que, en su mayoría, tienen demanda menor a 1 MW y no pueden migrar al suministro calificado son abastecidos bajo una tarifa regulada y en muchos casos subsidiada; no obstante, representan una proporción menor de los clientes de CFE SSB.[145] En contraste, la mayor proporción de la demanda atendida por dicha empresa radica en los usuarios que podrían migrar voluntariamente al mercado como UC y que no lo han hecho. Es decir, el número de UC es todavía limitado respecto al potencial de usuarios que podrían registrarse como tales.

A continuación, se presentan los principales factores que han desmotivado o dificultado la migración de usuarios del servicio básico al calificado, cómo eso inhibe la competencia entre Suministradores y, por tanto, concentra la demanda de CEL.

I. Falta de incentivos de los usuarios para migrar voluntariamente al mercado.

CFE SSB es el responsable del suministro eléctrico para el 81% de la demanda total del SEN,[146] por lo tanto, la mayor parte del cumplimiento de las obligaciones de CEL recae en dicha empresa. Así, en la medida en que la migración de usuarios al mercado avance, la demanda de CEL se distribuirá entre los diferentes suministradores operando en el MEM. No obstante, existen algunos factores que desincentivan dicha migración.

En primer lugar, México eligió un mecanismo fundamentalmente optativo para la migración al mercado, en el que sólo están obligados a registrarse como UC los Centros de Carga que, además de tener una demanda máxima superior a 1 MW, iniciaron su suministro con la CFE después de la entrada en vigor de la LIE (el 12 de agosto de 2014). Los Usuarios que, teniendo una demanda máxima superior a 1 MW, empezaron el suministro con la CFE antes del 12 de agosto de 2014 no están obligados a registrarse como UC, sino que pueden migrar al mercado de manera opcional. Esto implica que sólo los nuevos grandes consumidores están obligados a participar en el mercado, mientras que todos los demás lo harán únicamente si encuentran una mejor opción de suministro con respecto a sus condiciones actuales ofrecidas en el suministro básico.

144. Se excluyen los Usuarios Finales en Abasto Aislado y los Titulares de CIL no limpios.
145. Como los usuarios domésticos o agrícolas Artículo 139 de la LIE.
146. Datos calculados a partir de la Capacidad Demandada y Requisito Anual de Potencia, año de producción 2019, Mercado para el Balance de Potencia 2020. Resultados para el SEN.

En segundo lugar, el umbral de 1 MW actualmente vigente para la migración no ha sido modificado desde agosto de 2016, incluso cuando la LIE prevé, en su artículo 60, que la SENER puede ajustar a la baja periódicamente los niveles de consumo o demanda que obliguen a los Usuarios Finales a registrarse como UC.[147]

Finalmente, la complejidad de los procesos de migración de usuarios, incluso cuando han sido modificados en más de una ocasión por la CRE,[148] pueden resultar largos y presentar demoras derivadas del cumplimiento de requisitos adicionales de medición, tecnologías de la información, entre otros. Esto dificulta y retrasa el incremento de la cantidad de UC registrados y, en consecuencia, inhibe la competencia entre suministradores calificados. Con base en datos de la CRE,[149] los usuarios obtienen el registro como UC en un promedio de 41 días hábiles a partir de la fecha de ingreso de la solicitud, existiendo 17 casos que han tardado más de 70 días hábiles para la obtención del mismo registro, uno de los cuales tardó 302 días hábiles. Esto implica que, en promedio, el 50% de las solicitudes se resuelven en más de los 30 días hábiles que contempla la regulación.

RECOMENDACIONES

2. Considerar el establecimiento de un programa progresivo para ajustar a la baja el umbral de demanda mínima con base en el artículo 60 de la LIE para acelerar la migración de usuarios al mercado, generando una mayor competencia en la comercialización. **[SENER]**
3. Asegurar que la normativa asociada con el registro de Usuarios Calificados y otros trámites que impactan la operatividad y desarrollo del mercado sea aplicada de manera expedita. **[CRE y CENACE]**

II. Dificultad para competir con la tarifa final de CFE SSB por falta de trazabilidad y cambios en su cálculo.

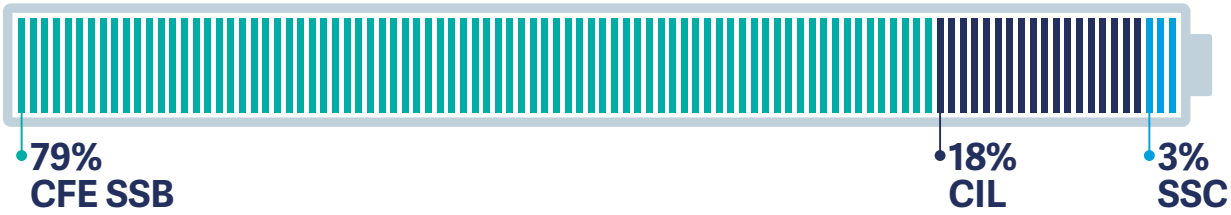
Como se mencionó, los usuarios finales no obligados pasarán al mercado libre únicamente si encuentran una mejor opción de suministro en comparación con sus condiciones actuales con CFE SSB y/o con empresas generadoras al amparo de la LSPEE.

Para atraer UC, los SSC deben hacer una labor comercial para ofrecer a sus clientes mejores condiciones de las que actualmente tienen en el Suministro Básico, para lo cual deben definir el volumen de usuarios, contratos y plazo de los mismos que les permita garantizar su rentabilidad y permanencia en el mercado. Debido al papel de CFE SSB como principal suministrador de energía del SEN, actualmente la tarifa final de Suministro Básico es el indicador más utilizado por el mercado para determinar cuánto vale el suministro eléctrico para un usuario final (en términos de MWh). Sin embargo, la metodología de cálculo de las tarifas finales de CFE SSB ha sufrido constantes modificaciones, lo que dificulta a los usuarios regulados comparar el costo del esquema de suministro básico con el calificado. Así, la falta de una señal de precio de energía replicable y trazable obstaculiza a los SSC captar a los potenciales UC.

Hasta julio de 2020, se encontraban en operación en el MEM 25 SSC, de los cuales sólo 20 representaron UC durante 2020, de acuerdo con los datos resultantes del Mercado para el Balance de Potencia correspondiente a ese año. Estos 20 SSC sumaron un total de 969 MW,[150] que equivale apenas al 1% de la demanda total del SEN (ver Gráfica 6).

147. Durante el primer año de vigencia de la LIE únicamente los usuarios finales con una demanda igual o mayor a 3 MW podían registrarse como Usuarios Calificados; dicho límite fue sucesivamente reducido a 2 MW para el segundo año de vigencia y a 1 MW a partir del tercer año, límite actualmente aplicable.
148. El 6 de diciembre de 2017, se publicaron en el DOF mediante Resolución Núm. RES/2506/2017, las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para la inscripción en el Registro de Usuarios Calificados y la operación y funcionamiento del mismo, abrogando las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para la operación y funcionamiento del registro de Usuarios Calificados expedidas y modificadas mediante las resoluciones RES/947/2015 y RES/203/2016 publicadas en el DOF el 2 de febrero de 2016 y el 14 de abril de 2016, respectivamente.
149. Inscripciones en el RUC, febrero 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/540653/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_Feb20.pdf
150. El total de la capacidad representada en mercado por SSC en 2019 fue de 690.4 MW en comparación con una demanda total del SEN de 50,119.88 MW, es decir sólo el 1.4% de la demanda del SEN está suministrada mediante un SSC.

Gráfica 6. Distribución de la demanda de potencia por tipo de suministro en el SEN 2020.



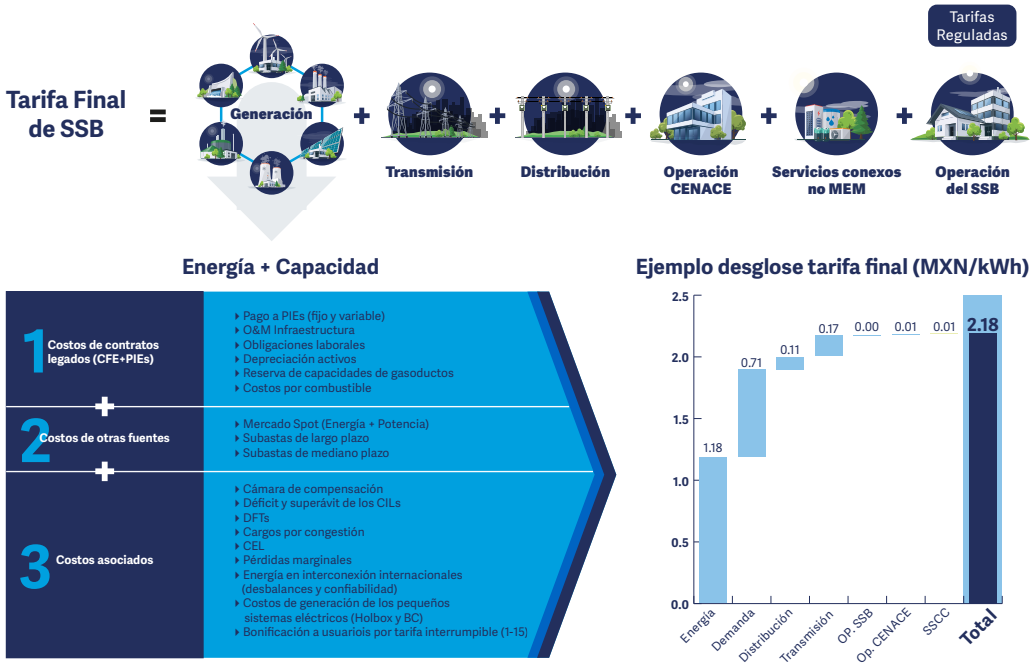
Fuente: Elaboración propia a partir de la Capacidad Demandada y Requisito Anual de Potencia en 2020, SIN Preliminar, CENACE.[151]

De manera que, la tarifa final del SSB es una referencia de precio para los usuarios finales. Por lo tanto, en aras de ofrecer condiciones de suministro competitivo que motiven a los usuarios finales susceptibles a migrar al mercado como UC, los SSC deben optimizar los costos asociados al cargo de generación. Uno de los aspectos más relevantes para la completa implementación del marco regulatorio de la LIE ha sido la definición, por parte de la CRE, de una nueva metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales de Suministro Básico.[152] Dicha metodología tiene como principal objetivo permitir a CFE SSB obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, no garantizada (ver Gráfica 7).[153] Una tarifa que no reflejara efectivamente los costos de operación (o sea, artificialmente baja) dificultaría la entrada de más competidores al eslabón de suministro, porque desmotiva la migración voluntaria al mercado. Más aún, implicaría una mayor erogación de recursos por parte del Estado en términos del subsidio a la tarifa eléctrica.

A este respecto, cabe señalar que, en contraste con los costos eficientes que la tarifa debe reflejar conforme a la LIE, el "Programa Sectorial de Energía 2020-2024" publicado por la SENER,[154] estableció como una de las "Estrategias Prioritarias y Acciones Puntuales" vigilar que los precios de la electricidad para los usuarios no aumenten por arriba de la inflación. Dicho objetivo de política pública, si bien es válido, debería perseguirse a través de la reducción de los costos de generación de la CFE y del sistema en general, y nunca a través del control artificial de la tarifa regulada de Suministro Básico, ya que ello iría en contra de la LIE, limitaría la competencia e implicaría un mayor subsidio.

151. Capacidad Demandada y Requisito Anual de Potencia, CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/CapacidadDemandadaRAP.aspx
152. Artículo 139 de la LIE.
153. Artículo 140, fracción III, de la LIE.
154. Programa Sectorial de Energía 2020-2024. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020

Gráfica 7. Esquema de composición de la Tarifa Final de CFE SSB.



Fuente: Tarifa final SSB, promedio anual 2019 GDMTH Golfo Norte

Notas: PIEs: Productores Independientes, DFTs: Derechos Financieros de Transmisión, BC: Baja California. Las barras de Energía y Demanda en la gráfica de Ejemplo de desglose de tarifa final representan la generación de electricidad. Por una parte, la Demanda se refiere a los Productos Asociados como Potencia y CEL adquiridos por CFE SSB para atender la demanda de usuarios finales.[155] Por la otra, la Energía se refiere al costo de la energía eléctrica.
Fuente: Elaboración propia a partir de información del Anexo Único del Acuerdo A/038/2019.

Por el contrario, una tarifa final de Suministro Básico basada en el reconocimiento de los costos reales y eficientes de la CFE permitiría, por un lado, la detonación de la competencia en el suministro de energía eléctrica y, por otro lado, facilitaría la predictibilidad de su evolución para todos los integrantes de la industria. Esto requiere que sea establecida con base en una metodología clara definida *ex ante* por parte de un ente regulador independiente, en este caso la CRE.

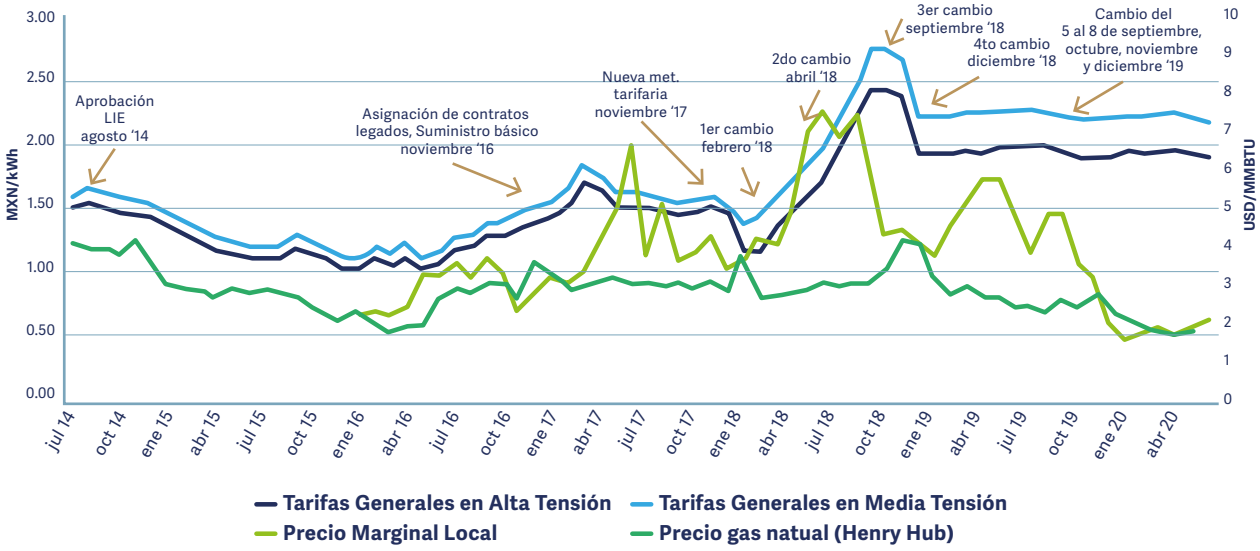
Sin embargo, a partir de su primera publicación en noviembre de 2017,[156] la metodología ha sufrido diferentes ajustes,[157] sin haberse establecido todavía una metodología definitiva y transparente. Incluso, la última metodología publicada en diciembre de 2019 es transitoria y aplicable para el ejercicio fiscal 2020 y permanecerá vigente en tanto no se modifique. Asimismo, las memorias de cálculo usadas para determinar las tarifas[158] publicadas mensualmente por la CRE a partir de diciembre 2017,[159] carecen del nivel de trazabilidad necesario para permitir su replicabilidad y predictibilidad por parte de los integrantes de la industria eléctrica.

Derivado de los numerosos cambios de criterios y de metodología, las tarifas finales de Suministro Básico han seguido tendencias diferentes a partir de su publicación inicial. La introducción de un nuevo mecanismo donde la CRE estima cada año los costos de generación de CFE SSB para los 12 meses siguientes y, mensualmente, realiza ajustes a raíz de un proceso de evaluación y reconocimiento de los costos proporcionados por CFE SSB, ha permitido suavizar las

155. Tarifas Finales de Suministro Básico, CFE Suministrador de Servicios Básicos. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico
156. Acuerdo número A/058/2017 del 23 de noviembre de 2017 (metodología para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas finales que aplicaría la EPS CFE SSB durante el período tarifario inicial con vigencia 1 de diciembre 2017 hasta 31 diciembre 2018) y Acuerdo A/061/2017 de 29 de noviembre de 2017.
157. A/001/2018 y Acuerdo A/002/2018 de 1 de febrero de 2018. Acuerdo A/017/2018 de 30 de abril de 2018 (modificación del Acuerdo A/057/2017, metodología vigente de abril a diciembre de 2018); Acuerdo A/032/2018 de 13 de septiembre de 2018 (modificación Acuerdo A/017/2018 para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas para el período de septiembre a diciembre de 2018); Acuerdo Núm. A/064/2018 de 27 de diciembre 2018 (metodología para determinar el cálculo y ajuste desde el 1 de enero 2019 y vigente hasta que no se modifique), Acuerdo A/029/2019 del 30 de septiembre de 2019 (modificación Acuerdo A/064/2018 del 1 al 31 de octubre de 2019); Acuerdo A/033/2019 de 31 de octubre de 2019 (inclusión pequeños sistemas y determinación de las tarifas aplicables del 1 al 30 de noviembre de 2019); Acuerdo A/035/2019 de 29 de noviembre de 2019 (inclusión tarifa interrumpible y determinación tarifas del 1 al 31 de diciembre de 2019); Acuerdo Núm. A/038/2019 de 16 de diciembre de 2019 (metodología aplicable desde el 1 de enero 2020 hasta que se modifique).
158. Artículo 139 de la LIE.
159. Memorias de calculo de tarifas de suministro básico. Disponibles en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico

diferencias entre los meses debido a que el diferencial con respecto a los costos estimados (faltante o excedente), se reparte de manera proporcional en los doce meses siguientes.[160] Así, no es claro que la evolución del precio pagado por los usuarios finales de Suministro Básico refleje de forma significativa las variaciones de los precios de combustible o de los precios de mercado asociados a los costos de generación (ver Gráfica 8).

Gráfica 8. Evolución de la Tarifa Final de Suministro Básico[161] (MXN/kWh) y cambios en la metodología tarifaria.



Fuente: Elaboración propia con información de CFE y CENACE.

Los diferentes ajustes a la metodología de cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico, la cual se encuentra todavía en modalidad transitoria con horizonte temporal de un año, dificultan la competencia en el SSC, ya que inhiben la toma de decisiones por parte de los integrantes de la industria eléctrica, al no contar con una señal de precio que les permita evaluar objetivamente la competitividad del esquema de SSB y el SSC en el mediano y corto plazo.

No obstante, la evolución de las tarifas finales de Suministro Básico a partir del 2019 se ha estabilizado y no refleja las variaciones de los precios de combustible o de los precios de mercado asociados al costo de generación. Esto podría significar que las tarifas van en línea con el "Programa Sectorial de Energía 2020-2024" publicado por SENER[162], donde se establece como una de las "Estrategias Prioritarias y Acciones Puntuales" vigilar que las tarifas para los usuarios no aumenten por arriba de la inflación. En ese mismo sentido, la tendencia "estable" de las tarifas observadas en comparación con los precios del combustible podrían implicar un "subsidio" o "impuesto" en los diferentes momentos del tiempo.

RECOMENDACIÓN

4. Emitir una metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales de Suministro Básico de carácter definitivo y en términos del artículo 140 de la LIE basada únicamente en la recuperación de costos eficientes del SSB, así como facilitar la transparencia y trazabilidad de su cálculo. **[CRE]**

160. Acuerdo Núm. A/038/2019 del 16 de diciembre de 2019 (metodología aplicable desde el 1 de enero 2020 hasta que no se modifique).
161. Se muestran los precios monómicos de las tarifas de Media Tensión para gran demanda y Alta Tensión por ser los más representativos de los centros de carga de los potenciales usuarios calificados. El precio monómico se calcula utilizando un perfil tipo de consumo para cada tensión, e incluye todos los conceptos que componen la tarifa final de suministro básico. DIST: Demanda Industrial en Subtransmisión. GDMTH: Gran Demanda Media Tensión Horaria.
162. Programa Sectorial de Energía 2020-2024. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020

III. Dificultad para competir con los esquemas de permisos otorgados bajo la regulación anterior.

El 23 de diciembre de 1992, se reformó la LSPEE con la finalidad de permitir la participación de particulares en las actividades de generación, importación y exportación de energía eléctrica,[163] dando origen a un régimen de permisos otorgados por la SENER,[164] con opinión de la CFE, que permitía a privados generar electricidad para: (i) su venta a la CFE; (ii) consumo por los mismos particulares -únicamente en modalidades de autoabastecimiento,[165] cogeneración,[166] y/o pequeña producción;[167] y (iii) exportación[168].

Estas sociedades no pueden entregar energía eléctrica a terceras personas físicas o morales, salvo que estas fueran incluidas, previa autorización, en los planes de expansión asociados a los permisos o por una cesión de derechos.[169] No obstante, para aprovechar la energía eléctrica generada, estos permisionarios, en su esquema original, podían realizar cambios y/o incluir en su sociedad a nuevas personas físicas o morales, siempre y cuando contaran con autorización de la SENER.[170]

Respecto a la venta de electricidad a la CFE, corresponde a los permisionarios de autoabastecimiento[171] y cogeneración[172] vender con descuento de la CFE sus excedentes de producción. Para lo anterior, estos permisionarios debían celebrar contratos de compraventa de electricidad con la CFE, sujetos a ciertas normas.[173, 174]

En aras de salvaguardar las inversiones y los proyectos desarrollados al amparo de la LSPEE, la LIE permite mediante su Transitorio Segundo que "*los permisos y contratos de autoabastecimiento, cogeneración (...) otorgados o tramitados al amparo de la LSPEE continúen rigiéndose en los términos establecidos en la LSPEE (...) durante su vigencia original*". Esto quiere decir que, a pesar de que se introduce un nuevo régimen de operación en el mercado eléctrico mexicano, los permisos otorgados bajo la LSPEE mantendrán sus condiciones, sin poder extender la vigencia ni la capacidad instalada prevista en los contratos al momento de la entrada en vigor de la LIE o en los planes de desarrollo y expansión de cada proyecto.

Si bien los permisionarios de autoabastecimiento y cogeneración atienden demanda ya existente, de cierta manera los SSC deben competir de forma indirecta con ellos ya que, en la medida en que los socios de estos permisos encuentren mejores condiciones en ese régimen, no migrarán al régimen que surge con la LIE. Al respecto, algunas características del régimen anterior podrían implicar ventajas para dichos permisionarios en comparación con aquellos que operan bajo la LIE. Esto ha motivado ciertas modificaciones a la normativa orientadas a cerrar la brecha

163. Senado de la República (2013), página 14. Dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales; de energía, y estudios legislativos, primera, con proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan diversas Disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía. Disponible en: https://www.senado.gob.mx/comisiones/puntos_constitucionales/docs/DICTAMEN_REFORMA_ENERGETICA.pdf
164. Artículo 36 de la LSPEE y artículos 72 y 77 del Reglamento de la LSPEE.
165. De conformidad con el artículo 101 del Reglamento de la LSPEE, se entiende como autoabastecimiento la utilización de energía eléctrica para fines de autoconsumo, siempre y cuando dicha energía provenga de plantas destinadas a la satisfacción de las necesidades del conjunto de los copropietarios o socios.
166. De conformidad con el artículo 103 del Reglamento de la LSPEE, se entiende por cogeneración: (i) la producción de energía eléctrica conjuntamente con vapor u otro tipo de energía térmica secundaria; (ii) la producción directa o indirecta de energía eléctrica a partir de energía térmica no aprovechada; y (iii) la producción directa o indirecta de energía eléctrica utilizando combustibles producidos en los procesos de que se trate.
167. De conformidad con el artículo 111 del Reglamento de la LSPEE, se entiende como pequeña producción la generación de electricidad destinada a: (i) la venta a la CFE y cuyo proyecto no podrá tener una capacidad total mayor de 30 MW; (ii) autoabastecimiento de pequeñas comunidades rurales o áreas aisladas que carezcan del servicio de energía eléctrica y cuyos proyectos no podrán exceder de 1MW; y (iii) exportación, y cuyo proyecto no podrá exceder de 30 MW.
168. Artículo 72 del Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Disponible en: http://www.cre.gob.mx/documento/3841.pdf
169. Artículo 36, fracción I, inciso a) de la LSPEE.
170. El artículo 102 del Reglamento de la LSPEE establece que podrán realizar cambios a sus permisos siempre y cuando cumplan con cualquiera de los siguientes supuestos: (i) que se hayan cedido a los nuevos socios partes sociales, acciones o participaciones con autorización de la SENER; o (ii) que los nuevos socios hayan estado previstos en los planes de expansión y se lo hayan comunicado a la SENER.
171. Artículo 36, fracción I, inciso b) de la LSPEE.
172. Artículo 36, fracción II, inciso b) de la LSPEE.
173. El artículo 3, fracción XIII, de la LIE define a los CIL como los contratos de interconexión o contrato de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra bajo las condiciones vigentes con anterioridad a la entrada en vigor de la LIE.
174. El Artículo 135, fracción II, del Reglamento de la LSPEE establece que los convenios podrán realizarse: (i) hasta por 20 MW siempre y cuando tengan una capacidad instalada total hasta de 40 MW; y (ii) hasta del 50% de su capacidad total cuando cuenten con una capacidad instalada superior a los 40 MW. Por su parte, los permisionarios de cogeneración podían celebrar convenios con la CFE hasta por la totalidad de su producción excedente.

que estas ventajas podrían otorgar a los permisionarios de la LSPEE. No obstante, algunas de estas podrían violar sus derechos adquiridos, contribuyendo al clima de incertidumbre jurídica del sector.

En primer lugar, con la finalidad de que estos permisionarios pudieran seguir operando bajo los términos establecidos en la LSPEE, la CRE publicó la resolución número RES/390/2017[175] en la que se establecen los requisitos para realizar modificaciones y/o transferencias de permisos de generación. Esta permitía a los permisionarios dar de alta o baja a sus socios o establecimientos asociados, como lo contemplaba el marco normativo de la LSPEE. Sin embargo, recientemente, y con base en la justificación de que estas modificaciones a los permisos podrían haber retrasado la migración al mercado de centros de carga que no estaban obligados a registrarse como UC, la CRE cambió los criterios para la modificación o transferencia de permisos de generación de energía o suministro eléctricos, con la finalidad de limitar las altas de nuevos socios a los permisos otorgados bajo la LSPEE; no obstante, dicha modificación podría impactar negativamente la certidumbre en la industria eléctrica (ver Cuadro 5).

Cuadro 5. Comentarios y recomendaciones respecto a la regulación que modifica el esquema de permisos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica[176]

El 7 de octubre de 2020, la CRE publicó en el DOF la *Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se modifican 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, contenidas en la resolución número RES/390/2017* que elimina la posibilidad de modificar los permisos para dar de alta como socios a nuevos centros de carga. Al respecto, esta Comisión emitió comentarios y recomendaciones, toda vez que esta modificación podría tener los siguientes efectos:

1. Generar mayor incertidumbre al reducir los incentivos para invertir y limitar la posibilidad de competir en el mercado, pues implica un cambio sustantivo de las reglas de la industria eléctrica, lo cual podría dificultar la recuperación de las inversiones realizadas o proyectadas, lo que podría desmotivar las inversiones en expansión y en mantenimiento de las centrales, y retrasaría la sustitución tecnológica. La incertidumbre también podría generar la salida de algunos oferentes y reducir el número de competidores en el mercado, lo que se agrava en el contexto de retraso de otorgamiento de nuevos permisos de generación por parte de la CRE (lo que dificulta aún más migrar al nuevo régimen) y de la suspensión de las subastas de largo plazo (que impide recolocar la electricidad generada en el mercado).
2. Se limitan las opciones de los usuarios del servicio básico, pues habría puntos de consumo (industrias) que no podrían darse de alta en los contratos de autoabastecimiento y estarían obligados a permanecer o a contratar el servicio con CFE SSB, aun cuando pudieran obtener mejores condiciones asociándose a auto generadores o cogeneradores.
3. Se otorgan ventajas exclusivas a CFE SSB, pues las modificaciones planteadas le permiten retener de manera artificial a sus clientes, y no mediante la oferta de mejores condiciones en el servicio.

La COFECE señaló a la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) que si el regulador considerara necesario modificar el régimen de transición bajo el que operan estos permisos, debería hacerlo respetando lo establecido en los transitorios de la LIE y evitando otorgar ventajas exclusivas a CFE SSB.

Otro factor a considerar es que la normativa anterior preveía que en el caso de que las centrales no se encontraran conectadas al SEN, los permisionarios podían construir sus líneas de conducción de energía, a través de la celebración de contratos de interconexión con la CFE, los cuales contemplaban el cobro de una tarifa de interconexión.[177] Esto permitió por una parte que se ampliara la infraestructura del SEN sin costo para el Estado y, por otra, adecuar las necesidades de generación y consumo de electricidad del SEN. Por ello contaban con tarifas de interconexión especiales, que eran más bajas debido a que les permitía amortizar la inversión en la que incurrieron para el desarrollo de la infraestructura.[178] No obstante,

175. Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se modifican 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, contenidas en la resolución número RES/390/2017. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5602136&fecha=07/10/2020
176. COFECE-037-2020. COFECE emitió comentarios y recomendaciones respecto a la regulación que modifica el esquema de permisos de autoabastecimiento y cogeneración de energía eléctrica. Disponible en: https://www.cofece.mx/cofece-emitio-recomendaciones-a-regulacion-que-modifica-el-esquema-autoabastecimiento-y-cogeneracion-de-energia-electrica/
177. Artículo 157 del Reglamento de la LSPEE.
178. Apartado número 1.3 II. de la Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente, publicada en el DOF el 16 de abril de 2010 mediante Resolución CRE Núm. RES/066/2010.

dicho costo, conocido como "costo de porteo", estaba por debajo de los cargos equivalentes aplicados bajo la LIE (ver Gráfica 9).

Gráfica 9. Comparativa del costo de porteo vs Tarifa Regulada (MXN/kWh).

Notas: Los valores de las tarifas LIE dependen del perfil de consumo del cliente: para el ejemplo se ha calculado teniendo en cuenta los promedios de las tarifas de Distribución de todas las regiones del SIN y de Baja California y un perfil de consumo de 4 MW de demanda/capacidad y 24 GWh de energía al año para MT y de 61 MWh/año de energía y 14 kW de demanda/capacidad para BT.
AT: Alta Tensión, MT: Media Tensión, GDBT: Gran Demanda Baja Tensión, PDBT: Pequeña Demanda Baja Tensión. Tarifas de porteo Base 2018.
Fuente: Elaboración propia.

Esto podría implicar una desventaja para los SSC y para los generadores al momento de ofertar el suministro eléctrico a los potenciales UC. Recientemente la CRE modificó los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica a precios de 2018 aplicables a los CIL con la finalidad de eliminar esta disparidad. Por un lado, dicha modificación podría conllevar un incremento en los costos de los centros de carga que reciben electricidad bajo este esquema, lo que podría reducir la competitividad de los proyectos de generación que operan con estos permisos, y en un extremo significar su salida del mercado; por otro lado, podría motivar la transición de estos usuarios al régimen considerado en la LIE, incrementando y diversificando la demanda de CEL. En cualquier caso, sería necesario evaluar el impacto de esta en la capacidad de generación limpia existente, con el fin de evaluar la necesidad de modificar las obligaciones de CEL (ver Cuadro 6).

Cuadro 6. Modificaciones recientes a la Tarifa de Porteo

En junio de 2020, mediante la *Resolución Núm. RES/893/2020*, aún no publicada en el DOF, la CRE expidió una actualización de los cargos por el servicio de transmisión de energía eléctrica a precios de 2018, aplicables a los CIL con centrales de generación eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente a partir de julio de 2020, y homologó dichos cargos a las tarifas reguladas vigentes bajo la LIE.

Dicha actualización supone emparejar la competencia en la comercialización de energía con los operadores en la LIE. No obstante, esta podría tener los siguientes efectos: (i) un incremento de los costos de los generadores y, por ende, un deterioro en su retorno de inversión (en el caso de proyectos en operación el costo adicional podría resultar inasumible y en el caso de proyectos en desarrollo, este nuevo costo, junto con la incertidumbre generada, podría detener su materialización/construcción); y/o (ii) en caso de que dicho incremento se trasladara a los socios autoabastecidos, un encarecimiento de los precios de adquisición de energía eléctrica para estos que podría llevar a la ruptura de los contratos.

El incremento de los costos de porteo podría llevar a una disminución de las proyecciones de generación y consumo de energía limpia en el país. Es importante recordar que los requisitos de CEL se calculan como el volumen de generación limpia adicional necesaria para alcanzar las metas de generación limpia anual, por lo que cualquier modificación adicional a lo que ya contempla la fórmula en la base de la generación limpia que no recibe CEL, como por ejemplo la

salida de diversos CIL, tiene un impacto en la determinación de los requisitos de CEL anuales. Esto implica que, ante una disminución de la energía limpia generada por los CIL, se incrementarían los requisitos de CEL necesariamente para poder llegar a las metas establecidas tanto a nivel nacional como internacional.

Finalmente, a diferencia de los proyectos que operan bajo la LIE, los legados operan bajo ofertas de programas fijos, es decir, siempre pueden entregar su energía eléctrica al sistema, independientemente de las condiciones de oferta y demanda. Esto podría constituir una ventaja en comparación con los generadores que operan bajo la LIE, al reducir los incentivos de los centros de carga que reciben electricidad bajo este esquema a migrar a dicho régimen, y limitar la demanda de CEL.

Un aspecto reciente relacionado con este tema es que la Reforma a la LIE prevé en su artículo tercero transitorio que la CRE podrá revocar los permisos de autoabastecimiento otorgados conforme a la LSPEE que continúen vigentes, sin especificar las condiciones bajo las que podrá hacerlo. Lo anterior podría reducir la oferta de generación de electricidad y las opciones de suministro para ciertos centros de carga.

Además, cabe mencionar que el décimo tercero transitorio de la LIE estableció condiciones para que estos permisos pudieran seguir operando. Dicho artículo dispuso que podrían celebrar un CIL con vigencia de hasta 20 años aquellos permisionarios que: (i) con anterioridad a la entrada en vigor de la LIE hubieran solicitado o ya contaran con un permiso para el proyecto de generación; (ii) hubieran notificado a la CRE su intención de continuar con el proyecto, dentro de los 60 días siguientes a la entrada en vigor de la LIE; (iii) comprobaran a la CRE, a más tardar el 31 de diciembre de 2016, haber pactado el financiamiento completo del proyecto, y comprometido la adquisición de los equipos principales y erogado para la adquisición de activos fijos por lo menos el 30% de la inversión total; y (iv) hubieran asignado capacidad de transmisión al interesado mediante su participación en una temporada abierta organizada por la CRE, antes de la entrada en vigor de la LIE. También prevé que se cancelarán los CIL cuando el interesado no haya demostrado a la CRE la operación comercial de la capacidad total contemplada en el CIL a más tardar el 31 de diciembre de 2019.[179]

Específicamente en el mercado de CEL, reducir el número de permisionarios o incluso desaparecer la figura de permisos bajo la LSPEE tendría dos efectos. Por un lado, si desapareciera esta figura, los centros de carga que hoy adquieren electricidad bajo este esquema tendrían que migrar al régimen de la LIE como Usuarios Calificados o de Abasto Aislado y cumplir con obligaciones de CEL sobre la totalidad de su consumo (actualmente sólo lo hacen por la parte de su consumo que no proviene de fuentes limpias); esto podría incrementar la demanda de CEL.

Por otro lado, los generadores de energía limpia que operen bajo este esquema y decidan permanecer en el mercado a través de un permiso de generación recibirán los CEL correspondientes a las inversiones que hayan realizado de forma posterior a 2014 (mismos que actualmente, bajo el régimen de LSPEE, no tienen derecho a recibir); esto incrementaría la oferta de estos certificados.[180] También, si algunos proyectos salieran del mercado, tendría que recalcularse la base de generación limpia sobre la que se calculan los requisitos de CEL, lo que incrementaría su demanda. Por lo tanto, el incremento en la oferta y la demanda de CEL más o menos debería compensarse, por lo que la afectación que se podría anticipar en este mercado debería ser menor.

179. Décimo Transitorio de la LIE.
180. De acuerdo con los Lineamientos de CEL sólo tendrán derecho a recibir CEL por un período de veinte años los Generadores Limpios que representan a: I. Las Centrales Eléctricas Limpias que entren en operación con posterioridad al 11 de agosto de 2014.

Los cambios regulatorios implementados recientemente por la CRE al esquema de permisos otorgados bajo la LSPEE podrían favorecer la migración de usuarios al mercado, lo que incrementaría la demanda de CEL; no obstante, aunado a los demás cambios normativos, podrían reducir la certidumbre regulatoria en el sector, lo que desfavorecería las inversiones y, disminuiría la oferta de energía limpia en el país.

Motivar la transición de los centros de carga del régimen anterior al mercado requiere medidas que guarden un balance entre respetar los derechos adquiridos por los permisionarios que operan bajo el régimen anterior, y velar por la competencia en igualdad de oportunidades en el mercado. De manera que los cambios considerados a este régimen deberían encaminarse a adecuar las condiciones para permitir la competencia en igualdad de condiciones para el suministro calificado, evitando contribuir al clima de incertidumbre jurídica en el sector.

RECOMENDACIONES

5. Analizar el impacto de la modificación de los costos de porteo para los proyectos de autoabastecimiento renovable y cogeneración eficiente en las proyecciones de generación y consumo limpio utilizadas para el cálculo de la generación limpia disponible y, por tanto, los requisitos de CEL a partir del 2022. **[SENER]**
6. Realizar una revisión del cumplimiento de las condiciones de desarrollo e inversión de los CIL requeridas por la LIE en el Artículo Transitorio Décimo Tercero para determinar la continuidad de sus operaciones al amparo de la LSPEE o bien, fomentar su migración al mercado. **[CRE]**

4. Aspectos regulatorios que reducen la oferta de CEL

La LIE define las energías limpias como 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. De acuerdo con la LIE y la LTE, las principales tecnologías que se consideran energías limpias y que, por lo tanto, pueden recibir CEL son las que se muestran en la Gráfica 10.

Gráfica 10. Tecnologías consideradas como Energías Limpias.[181]

181. La SENER y la SEMARNAT podrán determinar otras tecnologías con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, de manera directa, indirecta o en ciclo de vida. Los parámetros se encuentran definidos en la LTE. La tecnología de captura y almacenamiento de carbono debe cumplir con una tasa de emisiones máxima de 100 kg/MWh; el aprovechamiento de hidrógeno debe cumplir con una eficiencia mínima correspondiente al 70% del Poder Calorífico Inferior de los combustibles utilizados en la producción de dicho hidrógeno.

Fuente: Elaboración propia con base en la LIE.

Los CEL son otorgados en función de la energía limpia generada por cada proyecto registrado en el Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energía Limpia (S-CEL). Para generar energía, todos los proyectos deben cumplir con las siguientes condiciones:

1. Contar con un permiso de generación otorgado por la CRE, si cuentan con una capacidad instalada mayor a 0.5 MW;
2. Interconectarse a la red mediante un Contrato de Interconexión firmado con el Transportista/Distribuidor; y
3. Participar en el MEM, mediante una entidad que disponga del registro y acreditación como Participante de Mercado con el correspondiente Contrato de Participante del Mercado en modalidad Generador, con el CENACE.

A continuación, se describen algunos factores que podrían impactar negativamente la instalación y operación de nuevos proyectos de generación y la eficiencia de los existentes lo que, a su vez, reduciría la oferta de CEL disponible en el mercado.

I. Modificaciones a los criterios para otorgar CEL a plantas que operaban antes de 2014.

El 31 de octubre de 2014, la SENER publicó los Lineamientos,[182] los cuales contemplaban que tienen derecho a recibir CEL, a partir del 1 de enero de 2018 y por un período de veinte años, los Generadores Limpios[183] que representan a:

1. Las Centrales Eléctricas Limpias que hayan entrado en operación en fecha posterior al 11 de agosto de 2014, es decir, proyectos de generación nuevos;
2. Las Centrales Eléctricas Legadas Limpias (centrales que a la entrada en vigor de la LIE no se encontraban incluidas en un permiso de generación de energía eléctrica), que hayan entrado en operación antes del 11 de agosto de 2014, siempre y cuando hayan realizado un proyecto para aumentar su producción de energía limpia, por la parte correspondiente a dicho aumento de producción;[184]
3. Las Centrales Eléctricas Limpias cuya capacidad se haya excluido, total o parcialmente, de un CIL a fin de incluirse en un Contrato de Interconexión en los términos de la LIE.[185]

La Generación Limpia Distribuida, es decir los proyectos de generación limpia de capacidad menor a 0.5 MW que se interconecten a las RGD, también tendrán derecho a recibir un CEL por cada MWh dividido por el porcentaje de energía entregada a las RGD. Dichos CEL se comercializarán a través del suministrador que los represente en el MEM.[186]

El 28 de octubre de 2019 la SENER publicó el *Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014* (Modificación a los Lineamientos),[187] que prevé el otorgamiento de CEL a todas las Centrales Eléctricas Legadas previstas en la LIE[188] que generen energía eléctrica a partir de fuentes de energías limpias, incluso cuando

182. Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
183. Representante de una o varias Centrales Eléctricas Limpias en el Mercado Eléctrico Mayorista o, en caso del Abasto Aislado, el titular o propietario de las mismas (Lineamiento 3 de los Lineamientos, publicados en el DOF el 31 de octubre de 2014).
184. En este caso, el período de 20 años iniciará a la entrada en operación del proyecto que resulte en el aumento de producción, y el número de CEL corresponderá a la Energía Limpia que se genere en exceso al mayor de los siguientes valores: (a) El valor promedio de la Energía Limpia generada por la Central Eléctrica durante 2012, 2013 y 2014, incluyendo en el cálculo sólo el período en que la Central Eléctrica haya operado, y (b) El valor promedio de la Energía Limpia generada por la Central Eléctrica durante los diez años anteriores al proyecto, incluyendo en el cálculo sólo el período en que la Central Eléctrica haya operado.
185. Por un período igual al período en el que el titular del contrato cuente con el derecho de incluir dicha capacidad en el CIL. En este caso el número de CEL corresponderá a la Energía Limpia que la central genere con la capacidad registrada bajo la LIE.
186. Lineamiento 7 de los Lineamientos, publicados en el DOF el 31 de octubre de 2014.
187. Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5576691&fecha=28/10/2019
188. Central Eléctrica que, a la entrada en vigor de la LIE, no se incluye en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente o usos propios continuos, y: (a) Es propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado y se encuentra en condiciones de operación, o (b) Cuya construcción y entrega se ha incluido en el Presupuesto de Egresos de la Federación en modalidad de inversión directa (Artículo 3, fracción V, de la. LIE).

hubieran entrado en operación antes de 2014, a pesar de que no hayan realizado proyectos de inversión para aumentar su parque de generación de energía limpia a partir de ese año. Las plantas que recaen en dichos supuestos, y que por lo tanto recibirían CEL adicionales, pertenecen en su totalidad a la CFE, a la cual se le acreditarían alrededor de 47.5 millones de CEL adicionales al año.[189, 190] Cabe mencionar, que la Modificación a los Lineamientos no contempla un ajuste a los requisitos de CEL para reflejar la disponibilidad de nuevos certificados en el mercado derivado del otorgamiento de estos certificados a la CFE.

Por el momento, la Modificación a los Lineamientos ha quedado sin efectos hasta la resolución definitiva de diversos juicios de amparo promovidos por integrantes de la industria eléctrica con base en suspensiones definitivas otorgadas por el Poder Judicial de la Federación;[191] no obstante, de entrar en vigor implicaría riesgos a la competencia en el mercado de CEL y, por ende, en los mercados de generación y comercialización de energía eléctrica, por los motivos que se explicarán más adelante.

En la misma línea, la Reforma a la LIE modifica el artículo 126 para que el otorgamiento de CEL a centrales eléctricas no dependa de la fecha de inicio de operación comercial de las mismas. Por lo que, de aprobarse, implicaría la eliminación de la funcionalidad de los CEL como herramienta para motivar **nuevas** inversiones en generación de energía limpia, en el mismo sentido que lo hace la Modificación a los Lineamientos.

1. Otorga una ventaja exclusiva a CFE Generación.

La Modificación a los Lineamientos implica que puedan recibir CEL las Centrales de CFE Generación que ya se habían contabilizado para el cálculo de la base de generación limpia del país.[192] Con esto aumentaría considerablemente el número de CEL en poder de CFE Generación, mismo que podría utilizar para: (i) transferirlos a CFE SSB (conforme se explica en el siguiente apartado) o a CFE SSC para que estas no tengan que realizar la compra de CEL a los nuevos participantes del mercado; u (ii) ofrecerlos a otros suministradores.[193]

Asimismo, la Modificación a los Lineamientos no contempla otorgar CEL a las Centrales Legadas Externas que pueden generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, instaladas antes de 2014, a diferencia de las Centrales Eléctricas Legadas. Ello implica un trato discriminatorio entre empresas, puesto que crea un sesgo regulatorio a favor de CFE Generación. Al respecto, en caso de que la Modificación a los Lineamientos entre en vigor habrían de considerarse mecanismos para la transición de las Centrales Externas Legadas al régimen de permisos de la LIE, con el objetivo de no afectar el correcto reconocimiento de CEL que en su caso les correspondan. Lo anterior en aras de evitar un trato discriminado con respecto a CFE y otros participantes del MEM. Esto obviamente requeriría un ajuste a la base de generación limpia sobre la que se estiman las obligaciones de CEL, lo que implicaría un incremento en los porcentajes de certificados requeridos.

189. Fuente: estimación propia (Modelo de CEL).
190. Posteriormente, el 10 de diciembre de 2019, se realizó un cambio menor al transitorio segundo de la MODIFICACIÓN A LOS LINEAMIENTOS para establecer que las Centrales Eléctricas Legadas podrán acreditar la producción de energía eléctrica con base en fuentes de energía limpia a partir del 10 de diciembre de 2019. Esta modificación evita que los CEL de Centrales Eléctricas Limpias que operaban antes de la entrada en vigor de la LIE fueran reconocidos y que estas plantas sólo pudieran recibir CEL a partir de la entrada en vigor de la publicación del Acuerdo de MODIFICACIÓN A LOS LINEAMIENTOS.
191. A partir del 10 de diciembre de 2019 fueron otorgadas suspensiones definitivas en distintos juicios de amparo promovidos por parte de los integrantes de la industria eléctrica en contra de las Modificaciones a los Lineamientos. El Poder Judicial de la Federación, luego de advertir de daños inminentes e irreversibles por la implementación de las Modificaciones a los Lineamientos, resolvió mantener sin efectos el mismo hasta la resolución definitiva de los juicios de amparo. Fuente: Comunicado público de la Asociación Mexicana de Energía Solar (ASOLMEX) y la Asociación Mexicana de Energía Eólica (AMDEE) Notimex. (2019). Suspenden cambios a Certificados de Energías Limpias. enero 20, 2019, El Universal. Disponible en: https://www.eluniversal.com.mx/nacion/suspenden-cambios-los-certificados-de-energias-limpias. Almazan, J. (2019). Las renovables logran suspender los cambios a los certificados limpios. 10 de enero de 2020, de Expansión Sitio web: https://expansion.mx/empresas/2019/12/11/las-renovables-logran-suspender-los-cambios-a-los-certificados-limpios
192. El 11 de noviembre de 2019 CFE declaró que el excedente de CEL no será revendido en el mercado, con el propósito de mantener el valor de los certificados en manos de generadores privados. Disponible en: https://aristeguinoticias.com/1211/mexico/cfe-emitira-certificados-de-energia-limpia-bartlett/
193. La racionalidad económica sugiere que CFE Generación debería estar dispuesta a vender los CEL a otros usuarios obligados, en algunas ocasiones incluso por debajo de un nivel de precios antes ofertado; sin embargo, esta acción, decidida por un funcionario público, pudiera ser interpretada como un daño o perjuicio patrimonial para la CFE.

Dado que el precio de los CEL está determinado por su oferta y demanda, el incremento en el número de CEL ofertados reducirá su precio y con ello los márgenes de ganancia asociados de los generadores privados que optaron por invertir en tecnologías que generan electricidad a partir de fuentes limpias bajo las reglas de mercado que prevalecían antes de la Modificación a los Lineamientos. Ello en virtud de que estos generadores privados tomaron sus decisiones de entrada e inversión en parques de generación eléctrica limpia considerando que podían vender sus CEL a los Participantes Obligados, incluyendo CFE SSB y CFE SSC, posibilidad que podría desaparecer con la entrada en vigor de la Modificación a los Lineamientos o la Reforma a la LIE.

Esta disminución de ingresos de los generadores privados de energías limpias podría conducir a que algunos de ellos salgan del mercado de generación o, en los casos de aquellos cuyos recursos y modelos de negocio se los permitan, modifiquen su portafolio de generación de electricidad hacia un mayor uso de combustibles fósiles. En este sentido, los competidores más pequeños y que tienen menores posibilidades para diversificarse, son más vulnerables a las Modificaciones de los Lineamientos.

Del mismo modo, las empresas establecidas y las potenciales entrantes tendrán menos incentivos para invertir en nuevos proyectos de energías limpias, debido a la incertidumbre regulatoria que esta y otras medidas han generado en la industria.

Finalmente, los cambios en las Modificaciones a los Lineamientos podrían aumentar la participación de CFE Generación en el mercado de compraventa de CEL, en caso de que decidiera vender sus CEL. Puesto que, con los cambios normativos, CFE Generación sería el agente económico de mayor tamaño en dicho mercado, existe el riesgo de que este pueda, por sí mismo, establecer precios o la cantidad de CEL en el mercado. Esto podría permitirle a CFE utilizar dicha injerencia en el mercado de CEL para bloquear la entrada de nuevas plantas de energías limpias que pudieran ser potenciales competidores de las centrales de CFE Generación, e incluso si tuvieran menores costos marginales, ser despachadas primero que las de CFE, reduciendo la eficiencia del mercado de generación.

2. Favorece a CFE SSB respecto de otros Participantes Obligados.

A partir de la Modificación a los Lineamientos, CFE SSB podría cubrir su demanda de CEL de CFE Generación a través de una transferencia de CEL entre ambas empresas.[194] Dicha transferencia requeriría la modificación de los Contratos Legados, lo cual podría implicar una reincorporación de centrales cuyos Contratos Legados habían caducado, así como la posibilidad de aumentar la capacidad de centrales con Contratos Legados vigentes (como se explicará más adelante). Esta situación le permitiría a CFE SSB cumplir con sus obligaciones en materia de energías limpias con mayor facilidad que otros Participantes Obligados, y pondría a estos últimos en desventaja. La probabilidad de que esto ocurra dependerá de la efectiva separación legal vertical entre las empresas de CFE que participan en distintos eslabones de la cadena.[195]

Esta es una de las razones por las cuales es importante normar y vigilar la efectiva separación legal, contable, operativa y funcional de la CFE. Respecto de los términos legales, como se mencionó, en 2019 se modificaron los TESL. Al respecto, en mayo de 2019 la COFECE emitió una opinión sobre la modificación, recomendando: (i) mantener la separación horizontal en el eslabón de Generación, para evitar el comportamiento estratégico y no vulnerar el despacho económico; (ii) mantener la separación vertical entre los eslabones de Distribución y Comer-

194. La transferencia de CEL entre CFE Generación y CFE SSB está establecido en los Contratos Legados conforme el Transitorio Décimo Noveno de la LIE. Al respecto, con el fin de minimizar los costos del Suministro Básico, la SENER, con opinión de la CRE establece los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y determina los mecanismos de evaluación de los Contratos Legados para el Suministro Básico.
195. Opinión sobre el Acuerdo por el que se modifican los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016. OPN-003-2019. Disponible en: http://cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V112/4/4791684.pdf

cialización, para evitar subsidios cruzados entre empresas; y (iii) que la SENER y la CRE vigilen y aseguren la estricta separación de la CFE. Además, a la fecha, la CRE tiene pendiente publicar los términos de la separación contable, operativa y funcional de la CFE.[196] Lo anterior con el fin de evitar el intercambio de información relacionada con la operación, planeación, mantenimiento y estrategia comercial, así como las transferencias de personal.

Como se comentó, en la actualidad CFE SSB es el único agente económico que ofrece suministro de energía eléctrica a usuarios finales de bajo consumo; sin embargo, algunas empresas ya han solicitado permisos para operar como suministradores básicos aunque no han iniciado su participación en este mercado.[197] Por lo anterior, la ventaja que obtendría CFE SSB al poder cumplir sus obligaciones a un menor costo derivado de las Modificaciones a los Lineamientos podría reducir los incentivos para que estos potenciales suministradores básicos efectivamente entren al mercado.[198]

En resumen, la Modificación a los Lineamientos y la Reforma a la LIE eliminan los incentivos creados por el mercado de CEL, regresan a un estado de menor inversión en generación eléctrica mediante energías limpias, al crear mayor incertidumbre jurídica para las inversiones realizadas y futuras en la industria eléctrica. En principio, los agentes económicos realizaron sus decisiones de inversión tomando en cuenta una emisión esperada de CEL.

RECOMENDACIONES

7. Reconsiderar la aplicación de la Modificación a los Lineamientos y los cambios análogos considerados en la Reforma a la LIE, toda vez que implicarían una distorsión mayor al mercado de CEL. **[CRE y SENER]**
8. Fortalecer la estricta separación legal entre las empresas de CFE, en este caso específicamente entre CFE Generación, CFE SSB y CFE SSC, con el fin de evitar la transferencia de CEL a estas en condiciones ventajosas. **[CRE y SENER]**
9. Emitir los términos de la estricta separación contable, operativa y funcional de la CFE. **[CRE]**
10. En caso de que la Modificación a los Lineamientos entre en vigor en sus términos y condiciones originales, actualizar el requisito de CEL para tener en consideración la nueva base para el cálculo de las obligaciones con el propósito de balancear nuevamente el equilibrio de oferta y demanda para dar un incentivo a la generación de energías limpias, y así evitar la doble contabilización de generación limpia existente. **[SENER]**

II. Retrasos en el otorgamiento de Permisos de Generación.

La actividad de generación se presta en un régimen de libre competencia.[199] Todas las Centrales Eléctricas mayores a 0.5 MW y aquellas representadas por un Generador en el MEM requieren un permiso otorgado por la CRE para generar energía eléctrica en el territorio nacional,[200] vigente hasta por 30 años a partir de su expedición.[201] La obtención en tiempo y forma de estos permisos es crucial para evitar retrasos en el desarrollo y construcción de los proyectos y, por lo tanto, asegurar la disponibilidad de generación de energía limpia requerida para cubrir la demanda de energía eléctrica y dar cumplimiento a las obligaciones anuales de CEL.

Es importante recordar que la naturaleza de un régimen de permisos no es limitar su número, sino únicamente someter la participación en una actividad a ciertos requisitos. La Suprema Corte de Justicia de la Nación ha reconocido que la autorización o permiso sólo permite el ejer-

196. Para más información sobre las implicaciones de las Modificaciones a los TESL ver: Opinión sobre el Acuerdo por el que se modifican los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016. OPN-003-2019. Disponible en: https://www.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V112/4/4791684.pdf
197. Registro público del órgano de gobierno. Búsqueda de permisos. Disponible en: http://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html
198. Podría incluso vender o transferir los CEL adicionales a CFE SSC en mejores condiciones que a otros suministradores, otorgándole una ventaja exclusiva e impactando también la competencia en el suministro calificado.
199. Artículo 4 de la LIE.
200. El artículo 17 de la LIE menciona que: "Se requiere autorización otorgada por la CRE para importar energía eléctrica proveniente de una Central Eléctrica ubicada en el extranjero y conectada exclusivamente al Sistema Eléctrico Nacional. Las Centrales Eléctricas de cualquier capacidad que sean destinadas exclusivamente al uso propio en emergencias o interrupciones en el Suministro Eléctrico no requieren permiso."
201. Artículo 20 del Reglamento de la LIE. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366665&fecha=31/10/2014

cicio de un derecho preexistente del particular en virtud de que no corresponde al Estado la facultad de realizar la actividad.[202] En el régimen de permisos, se reconoce un derecho preestablecido o preexistente, cuyo ejercicio está sujeto a modalidades y limitaciones que, a través de requisitos, se establecen en vista de fines de seguridad, salubridad, y orden público. Es decir, se trata de una manera de habilitar a un particular para que desempeñe una determinada actividad que supone la necesidad de comprobar de manera previa una serie de requisitos o capacidades. De forma que la naturaleza de un régimen de permisos no es limitar su número, sino únicamente someter la participación en una actividad a ciertos requisitos.[203]

Conforme a la norma, el proceso para la obtención del permiso de generación ante la CRE tiene una duración de 60 días hábiles a partir de que se admite a trámite la solicitud. Previo a la admisión a trámite, la CRE tendrá un período de 15 días hábiles para revisar si la documentación presentada junto a la solicitud está completa.[204]

Una vez efectuada la evaluación de la solicitud del permiso, la CRE podrá otorgar o negar el permiso,[205] mediante su presentación para discusión y aprobación en el Órgano de Gobierno[206] por mayoría de votos.[207] Si bien, como se mencionó, la regulación establece un plazo máximo de 75 días hábiles (15 para admisión a trámite más 60 días hábiles para evaluar y aprobar la solicitud) para resolver las solicitudes de permisos de generación, tomando en cuenta los días durante los que se suspendieron los plazos y términos legales de la CRE por la emergencia sanitaria del virus COVID-19 (del 24 de marzo al 17 de agosto de 2020)[208], al 10 de octubre de 2020 la CRE reportaba:[209]

- 99 solicitudes de permisos en evaluación por un total de más de 10 GW de capacidad, de las cuales más del 90% son a partir de fuentes limpias. De estas, 47 solicitudes reportan un tiempo promedio de evaluación por encima de los 75 días hábiles previstos en la regulación a partir del ingreso de la solicitud. Incluso hay solicitudes en curso de evaluación por parte de la CRE desde hace más de 230 días hábiles; y,
- 153 solicitudes de modificaciones y transferencias de permisos en evaluación, de las cuales más del 50% corresponden a permisos bajo el amparo de la LSPEE y 72 solicitudes con tiempos de atención por encima de los 75 días hábiles previstos en la regulación. En este caso, hay solicitudes en curso de evaluación por parte de la CRE desde hace más de 300 días hábiles, contados a partir de la presentación de la solicitud.

202. Véase la jurisprudencia 67/2007 del Pleno de la SCJN de rubro: "RADIO Y TELEVISIÓN. DIFERENCIAS ENTRE CONCESIÓN Y PERMISO A LA LUZ DE LA LEY FEDERAL RELATIVA", en la cual se indica: "La doctrina diferencia a la concesión de la autorización o permiso al catalogar a aquella como el acto por el cual se concede a un particular el derecho a prestar un servicio público o explotar y aprovechar un bien del dominio público de la Federación, esto es, la concesión crea un derecho a favor del particular concesionario que antes no tenía, mientras que a través de la autorización o permiso sólo se permite el ejercicio de un derecho preexistente del particular en virtud de que no corresponde al Estado la facultad de realizar la actividad, esto es, sólo se retira el obstáculo que impedía a aquel ejercer su derecho". Registro: 170638. Semanario Judicial de la Federación y su Gaceta. Tomo XXVI, Diciembre de 2007. P.1085.

203. Opinión Sobre el Anteproyecto de Acuerdo que establece las mercancías cuya importación y exportación está sujeta regulación por parte de la Secretaría de Energía (SENER). OPN-011-2020. P. 11. Disponible en: https://resoluciones.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V170/3/5344481.pdf

204. La admisión a trámite de la solicitud se determinará dentro de los 15 días siguientes a la recepción de la misma (transcurrido dicho plazo sin que medie notificación o requerimiento, la solicitud se tendrá por admitida). Si dentro del plazo se determina la omisión de algún requisito, la CRE requerirá al promovente que subsane los faltantes dentro de los 10 hábiles siguientes a la notificación (en caso de que el solicitante no desahogue el requerimiento en el plazo referido se tendrá por no admitida la solicitud). Una vez admitida la solicitud, la CRE lleva a cabo el análisis y evaluación de la misma, teniendo un plazo de 60 días para resolver lo conducente. Durante los primeros 20 días hábiles, la CRE podrá prevenir al interesado para que, dentro del plazo de 30 hábiles subsane cualquier omisión o deficiencia en la información presentada en su solicitud. Transcurrido dicho plazo sin desahogar la prevención se desechará la misma. (Artículo 23, fracciones I, II y III, del Reglamento de la LIE).

205. En caso de desechamiento de la solicitud o negativa del permiso, quedarán a salvo los derechos del interesado para presentar una nueva solicitud (Artículo 23 del Reglamento de la LIE).

206. Artículo 18, fracción III, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía publicado en el DOF el 11/04/2019. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5557553&fecha=11/04/2019

207. Artículo 13, Ídem.

208. Acuerdo por el que se reanudan los plazos y términos legales en la Comisión Reguladora de Energía, que fueron suspendidos como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19 en los diversos Núm. A/01//2020, A/014/2020, A/015/2020 y A/018/2020. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_to_doc.php?codnota=5598485#:~:text=Que%20el%2024%20de%20marzo,propagaci%C3%B3n%20del%20coronavirus%20COVID%2D19.

209. Fuente: Solicitudes de permisos de generación de energía eléctrica, modificaciones y transferencias en evaluación, publicadas en la página electrónica de la CRE con base en el artículo 23 del Reglamento de la LIE actualizadas al 10/03/2020, última información pública. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/solicitudes-de-permisos-de-generacion-de-energia-electrica-en-evaluacion?idiom=es

Es importante destacar que derivado de la contingencia por la pandemia de COVID-19, la SENER publicó en el DOF un Acuerdo en el que suspenden de manera indefinida los plazos y términos de los procedimientos sustanciados ante ella.[210] De igual manera, la CRE volvió a establecer la suspensión de plazos y términos legales a partir del 18 de enero de 2021.[211] Esto podría retrasar considerablemente el otorgamiento de permisos de generación.

La demora en el otorgamiento de permisos de generación ocasiona un retraso y genera incertidumbre en el proceso de interconexión. Asimismo, las cancelaciones y retrasos en las autorizaciones requeridas por los proyectos de energía limpia demoran los programas de inicio de operaciones de los agentes económicos, debido a que impactan su flujo financiero y su retorno de inversiones. Estas demoras podrían incluso conllevar la pérdida de los permisos de generación, reduciendo la oferta de energía y de Productos Asociados, como los CEL. Lo anterior debido a que las fechas del programa de obras incluidas en la solicitud del permiso de generación indican el plazo máximo para entrar en operación y, por tanto, deben estar alineadas con las fechas del proceso de interconexión. Sin embargo, el atraso en la aprobación del permiso dificulta la planeación del proyecto y, por lo tanto, el cumplimiento de las fechas comprometidas a nivel de autorizaciones, así como con los diferentes actores involucrados (financiamiento, constructores, proveedores de equipos, entre otros). Además, debido a estos retrasos, frecuentemente los solicitantes de permisos de generación recurren a la modificación de los programas de obras, generando un proceso regulatorio más complejo.[212] Al mismo tiempo, al no cumplir en tiempo y forma con lo considerado en la normativa para la resolución de permisos también se retrasa el proceso de interconexión de los suministradores, lo que podría derivar en la terminación de contratos y en la reducción en la oferta de este servicio.

Hasta diciembre de 2018, el Órgano de Gobierno de la CRE sesionaba al menos dos veces al mes y mantenía un calendario de sesiones público, lo que permitía a las unidades involucradas en la revisión y aprobación de la solicitud, así como a los solicitantes interesados, coordinar y planificar los tiempos de revisión y aprobación de solicitudes que se ingresarían en cada sesión del Órgano de Gobierno. Actualmente no se dispone de un calendario de sesiones del Órgano de Gobierno, lo que impide tener visibilidad sobre cuándo podrán aprobarse las solicitudes en proceso. Lo anterior tiene un impacto directo en el desarrollo, construcción y entrada en operación de las centrales de energías limpias ya que sin un permiso de generación no se puede entregar energía al sistema.

Además, la reforma a la LIE modifica el artículo 12 de la LIE para establecer que el otorgamiento de permisos se realizará considerando los criterios de planeación del SEN establecidos por la SENER. Esto otorga amplia discrecionalidad a la autoridad para negar permisos, afectando la capacidad de competir en el eslabón de la generación o el suministro de energía eléctrica.

Por otro lado, el 10 de noviembre de 2020 la CRE publicó en el DOF el Acuerdo de la CRE por el que se abrogan los diversos A/074/2017 y A/010/2018,[213] esto implica que ahora es el Órgano de Gobierno de dicha Comisión, y no el Jefe de la Unidad de Electricidad, quien aprueba o niega las modificaciones de fechas estimadas de los programas de inicio y terminación de obras, así como de inicio de operación de las centrales de generación de los permisos de generación. Que

210. Acuerdo que modifica los artículos primero y segundo del Acuerdo que modifica el acuerdo que reforma y adiciona el diverso por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Secretaría de Energía, como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19, publicado en el DOF el 25 de marzo de 2020, publicado en dicho órgano de difusión el día 17 de abril de 2020, publicado en el DOF el 30 de abril de 2020. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5594134&fecha=29/05/2020

211. Acuerdo por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Comisión Reguladora de Energía, como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5609975&fecha=18/01/2021

212. El programa de obras sólo puede ser modificado en una sola ocasión y por la mitad del plazo otorgado. Disposición cuarta, fracción VII, Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica, publicadas en el DOF el 8 de abril de 2015.

213. Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se abrogan los diversos A/074/2017 y A/010/2018. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5604585&fecha=10/11/2020

sea el Órgano de Gobierno quien toma la decisión sobre las modificaciones de fechas estimadas de los programas, podría redundar en retrasos en el otorgamiento de estos permisos que a su vez limitaría la oferta de CEL.

RECOMENDACIONES

11. Respetar los tiempos y condiciones de evaluación y resolución de solicitudes de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes en los términos de la regulación vigente. **[CRE]**
12. Mantener un calendario público y actualizado de las sesiones del Órgano de Gobierno para dar visibilidad a los solicitantes de los plazos de revisión y aprobación de solicitudes de nuevos permisos, modificaciones y transferencias de permisos. **[CRE]**
13. Publicar y actualizar periódicamente el estatus de las solicitudes de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes para permitir el seguimiento del trámite y facilitar la planeación de las actividades de los proyectos. **[CRE]**
14. Resolver a la brevedad posible las solicitudes en trámite de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes, promoviendo medidas de gobierno digital que permitan su resolución incluso cuando las actividades presenciales de la Administración Pública Federal estén suspendidas. **[CRE]**
15. Evaluar la pertinencia de reanudar los plazos de resolución de los trámites necesarios para asegurar la entrada en operaciones de los proyectos de generación conforme a los permisos otorgados, a través de la implementación de las medidas de sanitarias pertinentes. **[CRE y SENER]**

III. Falta de inversión en la expansión y modernización de la RNT y las RGD.

El cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y a las RGD consideradas en la normativa, responsabilidad del CENACE, es una condición crítica para garantizar la competencia en los eslabones de generación y comercialización de electricidad y, como consecuencia, en el mercado de CEL.[214] Contar con los recursos financieros suficientes para expandir y modernizar las redes al ritmo de crecimiento de la capacidad instalada de generación (que deberían provenir de la Tarifa regulada de Transmisión), es uno de los retos más importantes para que el desarrollo de infraestructura cuente con la capacidad de transmisión y distribución necesaria para garantizar dichas obligaciones.[215]

Al respecto, la falta de inversión en la expansión de la RNT y las RGD puede requerir mayores refuerzos y obras de interconexión para atender las solicitudes de interconexión, lo que incrementa la inversión asociada las mismas. Lo anterior, es particularmente cierto para proyectos de generación de energía limpia de gran escala, toda vez que requieren de importantes inversiones en infraestructura de interconexión porque generalmente se encuentran en sitios lejanos a los grandes centros de consumo. Por lo tanto, las obras requeridas para su interconexión podrían ser cada vez más onerosas y complicadas por las distancias que involucran para conectar los proyectos a la RNT o las RGD.

El 9 de febrero de 2018 se publicó en el DOF el *Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga* (Manual de Interconexión)[216] que regula el proceso de interconexión definiendo los tipos de estudios, tiempos y costos asociados para que las centrales de energía eléctrica puedan acceder a la red en función del tamaño del proyecto, pero de

214. Artículo 4, fracción I, de la LIE.
215. Artículo 33 de la LIE.
216. Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Publicado en el DOF el 9 de febrero de 2018. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018

manera neutral a la tecnología del mismo.[217] Adicionalmente, conforme a esta normativa, las solicitudes de interconexión se evalúan bajo el principio de "primero en tiempo, primero en derecho", lo que debería garantizar la transparencia en el proceso de evaluación y acceso a la red.

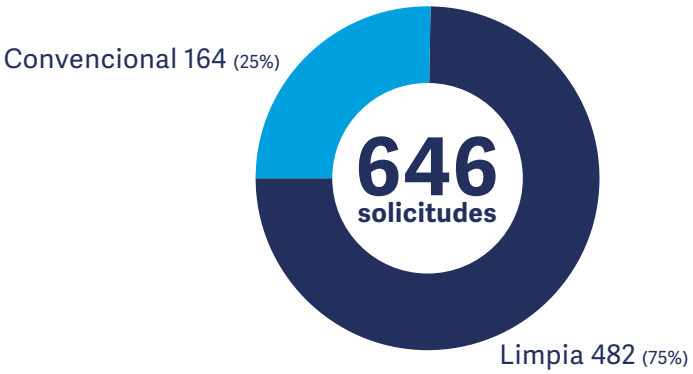
De acuerdo con el Manual de Interconexión, las solicitudes de interconexión de nuevas centrales pueden realizarse de dos maneras: individuales, o incorporándose al proceso de Planeación. En cualquiera de las dos modalidades, el solicitante deberá costear las obras de interconexión. La diferencia radica en la distribución de los costos de las obras de refuerzo. Cuando se realizan de forma individual, el solicitante define su fecha de inicio de operación comercial y se hace cargo de todas las obras de refuerzo a la red; mientras que cuando se incorporan a la Planeación, las obras de refuerzo que aporten un Beneficio Neto al sistema[218] se podrán incluir en los ejercicios de planeación anual del CENACE y la fecha de entrada en operación comercial del proyecto se determinará en función de las obras y los programas de ampliación de la red que se incluyan en el *Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y de las RGD que correspondan al MEM* (PAMRNT).

Desde febrero 2018 (fecha de publicación del Manual de Interconexión) hasta junio 2020, el 75% de las solicitudes en evaluación (incluyendo aquellas centrales que ya cuentan con Contrato de Interconexión) corresponden a centrales de energía limpia, por un total de 66 GW (equivalente al 58% del total de la capacidad de interconexión solicitada), de los cuales 9.2 GW ya cuentan con Contrato de Interconexión. De estas, solamente se ha presentado una solicitud por 100 MW mediante la modalidad de planeación, lo que equivale al 0.09% de toda la capacidad solicitada para interconexión (ver Gráfica 11).

De manera que los solicitantes realizan sus procesos de interconexión de manera individual, y se hacen cargo de todos los refuerzos asociados a sus proyectos. Lo anterior, incluso cuando, la LIE prevé la posibilidad de coordinación entre solicitantes de interconexión en la misma zona para facilitar la solicitud de evaluación conjunta de obras de refuerzo para la interconexión de proyectos de energías limpias. Además, a pesar de que la LIE prevé el reconocimiento de las aportaciones e inversiones realizadas por los solicitantes particulares para modificar o ampliar la RNT mediante el otorgamiento de Derechos Financieros de Transmisión (DFT)[219, 220] con vigencia de 30 años, actualmente este mercado no se encuentra habilitado y las Disposiciones Administrativas que regulan estas aportaciones no han sido publicadas por la CRE.[221, 222] La falta de estos instrumentos implica que las inversiones realizadas por los particulares a la red son cedidas a título gratuito a CFE Transmisión.

217. El proceso de interconexión comprende los estudios que se indican a continuación. Se señalan los tiempos de atención en rangos, ya que varían en función del tamaño del proyecto y de la modalidad en que se solicitan los estudios (Individual o Planeación). 1. Estudio de Impacto versión rápida para proyectos de hasta 10MW (20 dh); 2. Estudio Indicativo (15 a 20 dh), 3. Estudio de Impacto (20 a 80 dh), 4. Estudio de instalaciones (20 – 40 dh). Una vez firmado el Contrato de Interconexión y hasta 6 meses antes de la entrada en operación comercial del proyecto, CENACE realizará un Estudio de Validación de Requerimientos Técnicos (20- 70 dh) para confirmar que la ejecución del proyecto y de las obras de interconexión y obras de refuerzo cumplan con los resultados del Estudio de Instalaciones.
218. Metodología para determinar el beneficio neto pendiente de publicación (Artículo 34 de la LIE).
219. Artículo35, fracción V, de la LIE y Base 13.4.5, Bases del Mercado Eléctrico.
220. De acuerdo con el artículo 3, fracción XIX, de la LIE, los DTF son derechos u obligaciones de recibir o pagar un monto basado en la diferencia que resulte de los componentes de congestionamiento de los Precios Marginales Locales del mercado de un día en adelanto en dos nodos del SEN, un nodo origen y un nodo destino, en un período determinado.
221. El Acuerdo por el que se expiden las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Aportaciones, la Metodología de Cálculo de las Aportaciones, los Criterios y Bases para determinar y actualizar el monto de las Aportaciones y los Modelos de Convenios Correspondientes, estuvo contemplado en el Programa Regulatorio de 2019 de la CRE (https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo/?id=YWUzYjQxMjktNzg3OS00NTM4LTE1Ni0wODlhZGZmYzgxYWE=) sin que fuera publicado de acuerdo con los tiempos estimados. En el Programa Regulatorio 2020 de la CRE (https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo/?id=YWY5MGM0NDctMWNiYy00OTQ1LTE5Ny1lOTllYTliMDA3ZDU=) vuelve a considerarse su aprobación por el Órgano de Gobierno en octubre 2020. Hasta que estas Disposiciones Administrativas no entren en vigor, los solicitantes no pueden hacer uso de la herramienta de Aportaciones considerada en la LIE.
222. Oficio SENER 100/2019/231 con fecha de 27 de marzo de 2019, por el cual se ordenó la suspensión temporal de elementos pendientes de implementación del MEM, incluyendo las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, hasta que entre en vigor el PND y los instrumentos que deriven de este plan. Esto con la finalidad de que se realicen las adecuaciones pertinentes de manera que la regulación y promoción de la actividad económica y social vayan en línea con las propuestas de la presente administración. A la fecha de elaboración del presente documento no se ha reactivado la implementación de los elementos pendientes del MEM, tales como las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión, a pesar de que ya se publicaron el PND y el Programa Sectorial de Energía.

Gráfica 11. Capacidad solicitada por tipo de estudio de interconexión (GW) y número de solicitudes por tipo de central.



Fuente: Colas de Interconexión de febrero de 201 al 30 de junio de 2020, CENACE.

Esta decisión de realizar inversiones individuales podría, por lo menos en parte, ser resultado de la incertidumbre relacionada con la inclusión de obras de refuerzo en los procesos de planeación para la ampliación y la modernización de la red consideradas en el PAMRNT, así como la falta de seguimiento a la obligatoriedad de la ejecución de las obras contenidas en el *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional* (PRODESEN).[223] Por ejemplo, de acuerdo con la información reportada en el PAMRNT 2019-2033,[224] a inicios de 2019 la SENER había instruido 73 proyectos de ampliación a la RNT, de los cuales ninguno reportaba avances, tres fueron cancelados[225] y el 76% presentaba un retraso en promedio de tres años con respecto a la fecha indicada como necesaria, con respecto a los requerimientos del SEN.

Un ejemplo de lo anterior es el Proyecto de Interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California con el SIN el cual iba a tener una longitud estimada de 1,400 kilómetros y una capacidad de 1,500 MW con una inversión estimada de MXN 22,000 millones.[226] No obstante, este proyecto fue cancelado el 31 de enero de 2019 por la Comisión Estatal de Energía de Baja California.[227]

A efecto de facilitar el desarrollo de infraestructura necesaria para prestar el servicio público de transmisión y distribución, el marco legal[228] prevé herramientas adicionales al de CFE Fibra E,[229] que permiten la participación privada, tales como la celebración de contratos o Asociaciones con particulares para el financiamiento, instalación, mantenimiento, gestión, operación y ampliación de esta infraestructura. Incluso, la LIE otorga la potestad a la SENER de mandatar la formación de asociaciones o celebración de contratos con particulares para realizar los proyectos contenidos en los programas de ampliación y modernización de la RNT y de las RGD cuando el Transportista o Distribuidor no haya cumplido con su ejecución.[230] En este sentido, en caso de determinar que la CFE no haya cumplido con los programas de expansión de las redes, la SENER podría permitir que otros participantes del mercado participen en las obras de ampliación y modernización de la red.

223. Por ejemplo, la Línea de Transmisión de Corriente Directa Yautepec-Ixtepec, de más de 1,200 km, fue instruida en 2015 por la SENER y convocada en 2018, pero finalmente fue cancelada el 25 de enero de 2019, mediante el Oficio No. SEP/010/2019 de la Subdirección de Estructuración de Proyectos de CFE, afectando a más de 1,000 MW de proyectos eólicos que esperaban que estuviera operativa en 2021.
224. Cuadro 9.11. Proyectos de ampliación de la RNT instruidos por la SENER. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf
225. Línea de Transmisión Corriente Directa Tehuantepec– Valle de México; Línea de Transmisión Corriente Alterna en Puebla, Interconexión Baja California–SIN.
226. Proyecto de Interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California con el SIN. Proyectos México. Disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/716-interconexion-del-sistema-electrico-de-baja-california-con-el-sistema-interconectado-nacional/
227. Cancelan proyecto de interconexión eléctrica de Baja California. El Economista. Disponible en: https://www.eleconomista.com.mx/estados/Cancelan-proyecto-de-interconexion-electrica-para-Baja-California-20190131-0103.html
228. Artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos y artículo 30 de la LIE.
229. CFE Fibra E es la primera fibra que sirve como vehículo financiero eficiente que permite la inversión en proyectos de infraestructura especializada en el sector eléctrico en México. Disponible en: http://cfecapital.com.mx/cfe-fibra-e/
230. Artículo 31 de la LIE.

No obstante, esta herramienta no ha sido utilizada ya que el primer intento de desarrollar infraestructura de transmisión mediante asociaciones con particulares, la Línea en corriente directa Ixtepec Potencia-Yautepec-Potencia,[231] fue cancelado por la CFE el 25 de enero de 2019 por considerar que no existían condiciones para continuar con el proceso.[232] Posteriormente, con la modificación de los TESL publicada en el DOF el 25 de marzo de 2019,[233] se eliminó la referencia explícita a la posibilidad de que la CFE se asocie o celebre contratos con particulares para el desarrollo de infraestructura de transmisión y/o distribución.[234] A pesar de que esta herramienta sigue vigente por encontrarse prevista tanto en el artículo 27 Constitucional como en el artículo 30 de la LIE, no se tiene visibilidad sobre su uso próximo en el desarrollo de obras de transmisión.

Asimismo, la LIE permite la instalación de Redes Particulares,[235] necesarias para entregar la energía de las centrales eléctricas a la RNT o las RGD o bien para fines de Abasto Aislado, las cuales podrían ser adquiridas por los Transportistas o Distribuidores, con la opinión favorable del CENACE, siempre y cuando la CRE determine que estas redes aportan un Beneficio Neto al sistema.[236] Sin embargo, este mecanismo no ha podido ser aprovechado por los integrantes de la industria eléctrica ya que la metodología para Criterios Generales para la evaluación del Beneficio Neto de las obras de ampliación de la RNT y las RGD no ha sido publicada.

En resumen, la ausencia de disponibilidad de capacidad de transmisión, y la falta de una planificación vinculante que garantice la ejecución de las infraestructuras establecidas en los estudios de interconexión como obras de refuerzo, actúan como obstáculos a la competencia, al no permitir la incorporación de nuevas centrales de generación al sistema, o bien al encarecer los costos de entrada al obligar a realizar refuerzos cada vez mayores para poder acceder a la red, ya que estos son determinados de forma no eficiente al no considerar economías de escala mediante la evaluación conjunta de proyectos en la misma zona.

Por su naturaleza, este efecto es particularmente relevante para las centrales de energía limpia, las cuales se encuentran en el lugar donde está el recurso renovable, generalmente lejos de las zonas de consumo. Además, la falta de disponibilidad de capacidad de transmisión podría comprometer la factibilidad técnica de las solicitudes de interconexión, lo cual es una condición para que los Transportistas y Distribuidores puedan interconectar las centrales eléctricas que así lo soliciten, en términos de acceso abierto a la red.[237]

En conclusión, la escasez de interconexión, sobre todo en las zonas de mayor potencial renovable, podría tener como consecuencia que los nuevos proyectos deban realizar obras cada vez más robustas y, por tanto, costosas para reforzar la red, sin poder compartir los costos e infraestructuras con otros desarrolladores de la zona, que podrían beneficiarse de una evaluación conjunta y, por lo tanto, optimizada de las obras de refuerzo necesarias. Esta condición genera una desventaja para todos los proyectos de generación de electricidad, principalmente los de energía limpia renovables que se ubican dónde está el recurso, lo que reduciría la oferta de CEL por la ralentización o incluso limitación del desarrollo de nuevos proyectos de energías limpias.

231. Concurso Abierto No. CFE-0036-CASOA-001-2018. Disponible en: https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos/Procedure/GetAnexo/58224
232. Cancelación de concurso. Disponible en: https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos/Procedure/GetAnexo/228222
233. Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555005&fecha=25/03/2019
234. La modificación del texto realizado quedó como se lee a continuación: "3.1.1 La prestación del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica a cargo de la CFE se realizará por conducto de EPS creadas para ese propósito por la CFE, de conformidad con lo mandatado en el artículo 27 Constitucional."
235. Redes Eléctricas que no forman parte de la RNT o de las RGD, artículo 3, fracción XXVII, de la LIE.
236. Artículo 44 de la LIE.
237. Artículo 33 de la LIE.

RECOMENDACIONES

16. Implementar mecanismos de seguimiento y vigilancia para asegurar la ejecución de las obras autorizadas en el PRODESEN y, en caso de que no se realicen, mandatar la formación o celebración de contratos con particulares para la ejecución de estas. Para ello sería recomendable aclarar la fecha de entrada de los proyectos considerados en el PRODESEN. **[SENER]**
17. Implementar en el PRODESEN mecanismos de coordinación entre solicitantes de interconexión en la misma zona para facilitar la solicitud de evaluación conjunta de obras de refuerzo para la interconexión de proyectos de energías limpias. **[SENER]**
18. Habilitar mecanismos de financiamiento, adicionales al de CFE Fibra E, para la expansión y modernización de la RNT y las RGD con el fin de garantizar su crecimiento en línea con las solicitudes de interconexión e incremento de capacidad instalada **[SENER y CRE]**
19. Publicar las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Aportaciones, la Metodología de Cálculo de las Aportaciones, los Criterios y Bases para determinar y actualizar el monto de las Aportaciones y los Modelos de Convenios correspondientes, para permitir a los solicitantes de interconexión utilizar el mecanismo de Aportaciones para la realización de las obras de refuerzo necesarias para la interconexión. **[CRE]**
20. Habilitar el mercado de Derechos Financieros de Transmisión. **[CRE]**
21. Realizar las subastas de DFT, las cuales no se han llevado a cabo[238], por el equivalente de la capacidad adicionada o modernizada como resultado de las inversiones realizadas por particulares. **[CRE y CENACE]**
22. Emitir Disposiciones de Carácter General sobre los criterios para el cálculo de los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica para llevar a cabo las actividades necesarias para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de energía eléctrica. **[CRE]**
23. Ajustar las tarifas de transmisión conforme los Transportistas y Distribuidores ejecuten en tiempo y forma las obras comprometidas y presupuestos asignados para la expansión y modernización de la RNT y las RGD, y que hayan sido instruidos por SENER conforme al PAMRNT y el PRODESEN e incluso considerar penalizaciones por incumplimientos a dichos instrumentos de planeación. **[SENER]**

IV. Falta de actualización en la metodología de cálculo de las Tarifas Reguladas.

Las Tarifas Reguladas del Servicio Público de Transmisión de Energía Eléctrica tienen por objeto promover el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, evitar la discriminación indebida y promover el acceso abierto a la RNT, protegiendo los intereses de los Participantes del Mercado y de los Usuarios Finales.[239] Las Tarifas Reguladas de Transmisión son determinadas por la CRE con el fin de permitirle a los Transportistas obtener el ingreso estimado necesario para recuperar los costos eficientes de operación,[240] mantenimiento, financiamiento y depreciación aplicables a las diversas modalidades de servicio, las pérdidas técnicas y no técnicas (en función de los estándares definidos por la CRE), los impuestos aplicables y una rentabilidad razonable, misma que no está garantizada.[241]

El 7 de septiembre del 2015 fueron autorizadas por la CRE las Tarifas Reguladas de Transmisión mediante el *Acuerdo Núm. A/045/2015*, para el período tarifario inicial que abarca los años 2016 a 2018, el cual fue determinado con base en una estimación de los costos ejercidos y reportados por la CFE en los estados financieros auditados de 2014.

Para 2017 y 2018, la CRE actualizó las Tarifas Reguladas de Transmisión con base en la inflación. Para 2019, la CRE debía emitir una nueva metodología de cálculo considerando, entre otros, los costos actualizados del Transportista; sin embargo, el 22 de enero de 2019, CFE Transmisión publicó simplemente una actualización de las Tarifas Reguladas de Transmisión aplicable a 2019, sin cambio en la metodología.

238. Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se suspendieron en conjunto con las Subastas de Mediano Plazo. De acuerdo con el Acuerdo de suspensión de las Subastas de Mediano Plazo SMP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02%20Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_04062019.pdf
239. Artículo 140 de la LIE.
240. De acuerdo con la metodología actual, la senda de eficiencia anual es del 1%.
241. Artículo 140, fracción II, de la LIE.

Mientras que no se expidan las disposiciones administrativas de carácter general a las que se refieren los artículos 138 de la LIE y 47 de su Reglamento,[242] las Tarifas Reguladas de Transmisión calculadas con base en los costos de la CFE reportados en 2014 seguirán actualizándose sólo considerando la inflación, sin considerar ajustes a la baja para motivar la eficiencia y sin descontar el capital depreciado; es decir que estas tarifas podrían no reflejar los costos actualizados de ofrecer el servicio de transmisión, y le permitirían a CFE generar ganancias extraordinarias en este eslabón.

Al respecto, la ASF señaló en la Auditoria de Desempeño de la EPS CFE Transmisión[243], que podría existir un financiamiento por parte de CFE Transmisión a CFE SSB para cubrir las pérdidas en el suministro de electricidad. Para el ejercicio fiscal 2018, la ASF estimó que la transferencia entre empresas podría haber sido de $19,978 millones de pesos, los cuales representaron el 31.6% de sus ingresos. Estas transferencias podrían implicar un subsidio cruzado por parte de CFE Transmisión a CFE SSB que, además, viola la separación legal de la CFE. Además, los recursos destinados a transferencias dejan de utilizarse para el desarrollo de nueva infraestructura de transmisión y/o en el mantenimiento de la RNT, lo que comprometería la calidad de este servicio, y afectar el acceso abierto a la red ya que, a falta de inversión, la interconexión de nuevos proyectos podría no ser ni técnica ni económicamente factible.

La falta de capacidad de transmisión de la red afecta igualmente a la demanda, ya que la evaluación de procesos de conexión de nuevos centros de carga presenta los mismos retos de encarecimiento de refuerzos y limitantes para su incorporación al proceso de planeación, lo que da como resultado una afectación a su competitividad y ralentiza la liberalización del mercado eléctrico y, por ende, la demanda de CEL.

RECOMENDACIÓN

24. Emitir las *Disposiciones Administrativas de Carácter General para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas de Transmisión* en los términos del artículo 138 de la LIE, respetar los principios de competencia y libre concurrencia, así como transparentar la metodología correspondiente. **[CRE]**

V. Gestión del incremento en la participación de fuentes limpias en la estabilidad del SEN.

El incremento de la participación de energías limpias variables (también llamadas intermitentes), principalmente basadas en tecnologías eólica y solar fotovoltaica, requiere una adecuada gestión operativa de todos los elementos que componen el sistema eléctrico para responder adecuadamente a las variaciones que se producen en la generación de esos proyectos, con el objetivo de no comprometer la continuidad y seguridad del suministro.

La principal característica que debe tener esta gestión operativa en cualquier sistema eléctrico es la flexibilidad, es decir, "la capacidad de un sistema de energía para gestionar, de manera confiable y costo–eficiente, la variabilidad e incertidumbre de la oferta y la demanda de energía en todas las escalas de tiempo relevantes, garantizando tanto la estabilidad instantánea del sistema eléctrico como la seguridad de suministro en el largo plazo".[244] En México, el CENACE es el operador independiente encargado del control operativo del SEN.[245]

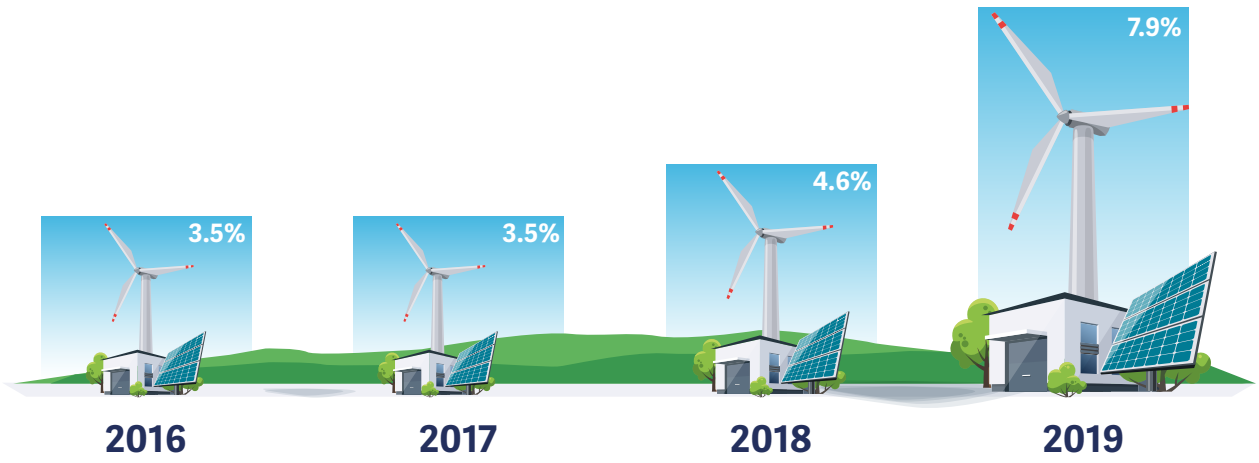
Un incremento acelerado de la penetración de energías limpias intermitentes requiere que el CENACE asegure la flexibilidad del sistema para evitar:

242. De acuerdo con el oficio UE-240/9380/2019 del 7 de enero de 2019 emitido por la CRE.
243. Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión. Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/simplificados/499-DE.pdf
244. International Energy Agency and 21st Century Power Partnership, 2018; IEA, 2019 Innovation landscape for a Renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables.
245. Artículo 15 de la LIE.

- Interrupciones de suministro, en caso de que el sistema eléctrico no sea capaz de incrementar la generación a través de sus reservas con la velocidad necesaria para compensar los períodos de baja generación de energía limpia y que el CENACE no implemente correctamente la planeación operativa para prevenir este tipo de situaciones.
- Restringir el suministro de energía de generadores a través de fuentes limpias a la red eléctrica (*curtailment*).[246] Esto se da en la medida en que el sistema no es capaz de integrar toda la energía generada en los períodos de alta generación renovable.
- Impacto en la calidad del suministro a través de la degradación de la frecuencia y voltaje de la electricidad. Tanto la frecuencia como el voltaje pueden encontrarse fuera de los parámetros permitidos, afectando el balance adecuado entre la oferta y la demanda de energía, lo que pone en riesgo la estabilidad y la confiabilidad del sistema.
- Incremento en la congestión de la red en las zonas y horas de mayor concentración renovable, lo que conlleva a requerimientos de mayor inversión y expansión en la red de transmisión.
- Aumento de costos fijos de operación del sistema al ser necesario incrementar el margen de reserva para atender los momentos de baja generación (típicamente a través de inversiones en más capacidad firme). Este margen de reserva se compone, entre otros, de la regulación de frecuencia, reservas rodantes y no rodantes.

Aunque la penetración de energías limpias variables en la matriz de generación de energía eléctrica de México ha tenido un crecimiento importante en los últimos años (ver Gráfica 12), es todavía un porcentaje bajo y menor a los niveles que justifican cambios importantes a la operación del sistema.

Gráfica 12. Generación agregada liquidada de Energías Limpias Intermitentes.



Fuente: Elaboración Propia con datos PRODESEN 2018-2032, Estadísticas de la Energía Generada Liquidada Agregada (MWh) Intermitente y Firme por Tipo de Tecnología publicado por CENACE en el área pública del SIM.

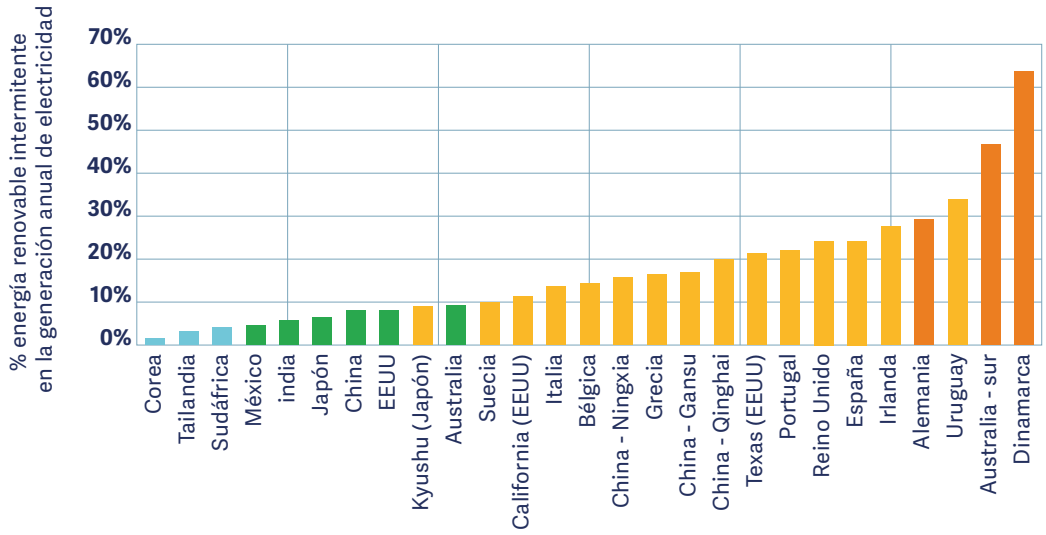
El *Reporte de Estatus de Transformación de Sistemas Eléctricos 2019 de la Agencia Internacional de Energía* (Reporte)[247] determina las diferentes fases de integración de generación de energías renovables en el sistema de cada país, así como las acciones necesarias para proveer una mayor flexibilidad del sistema a medida que incrementa el porcentaje de renovables en cada

246. *Curtailment* se define en la industria como una reducción en la producción de un generador por debajo de lo que podría producir dados sus recursos disponibles (por ejemplo, viento o luz solar). El *curtailment* sucede cuando los operadores ordenan a los generadores eólicos y solares reducir su producción para minimizar la congestión de un sistema. National Renewable Energy Laboratory. Wind and Solar Energy *Curtailment*: Experience and Practices in the United States. P. 8. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf

247. Estatus de Transformación de Sistemas Eléctricos 2019 de la Agencia Internacional de Energía. Disponible en https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019

sistema. Por ejemplo, en las fases 1 y 2 se necesitarían únicamente acciones de tipo regulatorio/mercado para mejorar los pronósticos de generación de las centrales eléctricas y fortalecer el despacho económico. En la fase 2 avanzada, empiezan a intervenir otros factores que requieren de inversión, tales como refuerzos a la red, mejora de las interconexiones regionales y modernización de centrales para proveer mayor flexibilidad al sistema. En la fase 3, se recomienda implementar acciones que fomenten la participación de los consumidores para ajustar su carga, por ejemplo, mediante sistemas de demanda controlable (principalmente de parte de los grandes consumidores industriales), así como el incremento en la periodicidad de los ciclos del mercado de corto plazo, acompañado de una mayor respuesta activa de las centrales renovables. A partir de esta fase, es importante contar con mecanismos de mercado que faciliten el almacenamiento de electricidad,[248] así como con servicios conexos remunerados. Por último, en la fase 4 es recomendable la digitalización del sector mediante redes inteligentes, instalación y aprovechamiento de sistemas de almacenamiento de energía (baterías, hidroeléctricas de bombeo) así como el desarrollo de redes de transmisión de larga distancia que permitan suavizar la variabilidad estacional de las fuentes de energía renovable (ver Gráfica 13).

Gráfica 13. Porcentaje anual de generación de energías renovables intermitentes y fase de integración, 2018.



Fase 1 - Sin impacto relevante al sistema
Fase 2 - Impacto menor o moderado al sistema
Fase 3 - Las renovables determinan el patrón de operación del sistema
Fase 4 - Las renovables constituyen la mayoría de la generación en ocasiones

Fuente: Agencia Internacional de Energía, Reporte Estatus de Transformación de Sistemas eléctricos 2019.

Según el Reporte, en 2018 México se encontraba en la fase 2 de penetración de energías renovables intermitentes (con impacto menor o moderado al sistema). En 2020, México debería entrar en la fase 2 avanzada, estando aún lejos del grado de penetración que tienen otros países, en los cuales el nivel de participación de este tipo de energías determina el patrón de operación del sistema y, por lo tanto, se requieren mayores inversiones en infraestructura de transmisión y elementos de soporte, tales como baterías, redes inteligentes o tecnologías que provean reservas.

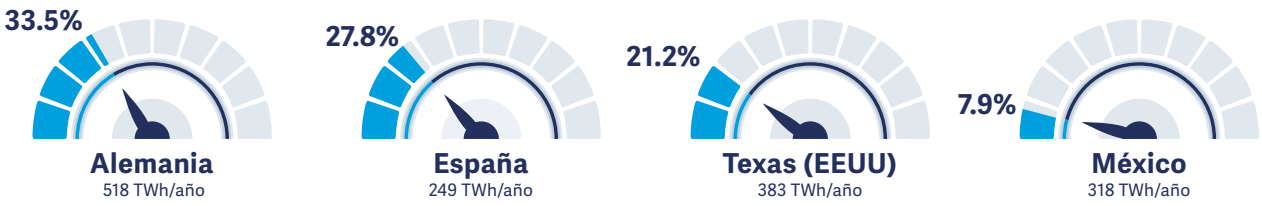
248. Por ejemplo, a través de baterías a gran escala con operación centralizada o bien baterías de menor escala, instaladas detrás del medidor; hidroeléctricas de bombeo; ver: Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA) y la Agencia Internacional de Energía Renovable (International Renewable Energy Agency, IRENA).

En este sentido, es fundamental que se norme la operación de los sistemas de almacenamiento[249] de energía eléctrica, con la finalidad de que México transite a un sistema que permita una mayor integración de fuentes de energía limpia.

De igual forma, se requiere evaluar la pertinencia de que entre en la Segunda Etapa del Mercado de Energía de Corto Plazo, considerada en las Bases del Mercado Eléctrico, y la cual, entre otras cosas, deberá tener las siguientes características: (i) incluirá en Mercado de una Hora en Adelanto;[250] (ii) incluirá ofertas de comprar y venta de electricidad y Productos Asociados de forma virtual; y (iii) se aceptarán transacciones de importación y exportación para energía o servicios conexos.[251] Se tenía previsto que este mercado de segunda etapa entrara en operación entre 2017 y 2018,[252] sin embargo, este calendario fue modificado con la finalidad de asegurar el desarrollo completo de las Reglas del Mercado.[253]

Además, si se comparan sistemas eléctricos con niveles de generación similares a México, como España y Texas, EUA, así como con Alemania por ser uno de los países de referencia en lo que respecta a la integración de energías renovables a pequeña y gran escala, es posible notar que tienen niveles de participación de energías renovables intermitentes significativamente mayores sin que esto haya provocado eventos que comprometan la seguridad, continuidad y confiabilidad de suministro, mediante los correspondientes esfuerzos de inversión en infraestructura de transmisión y en desarrollo tecnológico (ver Gráfica 14).

Gráfica 14. Generación anual vs penetración de Energías Limpias Intermitentes en 2019.[254, 255]



Fuente: España, Avance del Informe del sistema eléctrico español 2019, cobertura demanda eléctrica peninsular REE, Texas, Ercot Reporte 2019 de Generación por tipo de combustible. Alemania Operador del Sistema Fraunhofer ISE, Reporte de Generación neta en Alemania 2019, México Estadísticas de la Energía Generada Liquidada Agregada (MWh) limpia y Firme por Tipo de Tecnología publicado por CENACE en el área pública del SIM.

Por lo general, los sistemas eléctricos presentan una cierta variabilidad en sus niveles de demanda diaria y una cierta estacionalidad, derivado de la actividad industrial y comercial, así como de los patrones de consumo de los usuarios domésticos y otros servicios (alumbrado público, usos agrícolas, entre otros) y de las diferentes condiciones climáticas a lo largo del año. La oferta de generación, por tanto, también debe ser variable para ajustarse a los patrones de la demanda y mantener así los parámetros de operación del sistema (en cuanto a frecuencia, tensión, voltaje, entre otros) dentro de los rangos permitidos por la regulación y para asegurar una operación eficiente, confiable y continua.

249. Se entiende por sistemas de almacenamiento aquellos que transforman la energía eléctrica en otras energías como la energía mecánica o química. Fuente: Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado. Disponible en: https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente
250. Mercado en el cual las ofertas y demanda se actualizan con tan sólo una hora de anticipación.
251. Numeral 1.4.2 de las Bases del Mercado Eléctrico.
252. Numeral 1.4.5, inciso a, numerando iii) de las Bases del Mercado Eléctrico.
253. Numeral 1.4.6 de las Bases del Mercado Eléctrico.
254. Es importante tomar en cuenta que diversos sistemas eléctricos tanto en Estados Unidos como en la Unión Europea cuentan con sistemas externos para garantizar potencia. En este sentido, la comparación podría condicionar ciertas afirmaciones.
255. Es importante destacar que el sistema eléctrico de Texas es un sistema aislado al de Estados Unidos. En el mes de febrero de 2021, sufrió una falla masiva debido a que hubo interrupciones en la entrega de gas natural, las unidades de generación no soportaban el frío, falta de requisitos de capacidad de generación o un mercado de potencia en Texas y el aislamiento de Texas del sistema de Estados Unidos. ¿Por qué falló el Sistema eléctrico de Texas?, El Universal, febrero 2021. Disponible en: https://www.eluniversal.com.mx/mundo/por-que-fallo-el-sistema-electrico-de-texas

La generación de centrales basadas en energía limpia presenta una variabilidad inherente a su fuente de energía primaria, en el caso de la fotovoltaica por la variación en la radiación solar a lo largo del día y en el caso de la eólica por la variación de la velocidad del viento a lo largo del día y en función de la estacionalidad. Dicha variabilidad debe ser considerada en la planeación operativa y la existencia de pronósticos de generación realizados por el CENACE. Por lo cual, es necesaria la participación de centrales firmes despachables y otros recursos como soporte del sistema para asegurar una integración de fuentes de energía limpias intermitentes en condiciones de seguridad, confiabilidad y eficiencia en el despacho.

Las centrales firmes despachables tienen como característica principal e inherente al tipo de tecnología, la posibilidad de almacenamiento de su fuente de energía primaria (combustibles fósiles principalmente), así como la gestión de su generación en respuesta a las instrucciones de despacho del operador del sistema. Entre las tecnologías firmes despachables más importantes en los sistemas eléctricos actuales se encuentran las centrales térmicas (ciclo combinado, combustión interna o turbogás, carboeléctricas, entre otros) y las grandes centrales hidroeléctricas con embalse.

Incluso cuando las centrales hidroeléctricas suelen considerarse firmes, cabe señalar que en México la generación de energía eléctrica a través de plantas hidroeléctricas no garantiza un flujo de energía constante (es decir, las hidroeléctricas no se consideran como base loader sino como peak loader). Lo anterior, toda vez que el aumento en la temperatura de la Tierra, los patrones de lluvias fluctuantes y una mayor ocurrencia de eventos climáticos extremos ocasionan que las centrales hidroeléctricas aumenten la variabilidad en los flujos de los arroyos, cambien los flujos estacionales y aumenten las pérdidas por evaporación.[256] Asimismo, el Transitorio Décimo Quinto de la Ley de Aguas Nacionales menciona que el orden de prelación de los usos del agua serán: (i) doméstico; (ii) público urbano; (iii) pecuario; (iv) agrícola; (v) acuacultura; (vi) usos para la conservación ecológica o uso ambiental; **(vii) generación de energía eléctrica para servicio público**; (viii) industrial; **(ix) generación de energía eléctrica para servicio privado**; (x) lavado y entarquinamiento de terrenos; (xi) usos para turismo, recreación y fines terapéuticos; (xii) usos Múltiples y (xiii) otros.

Lo anterior implica que sólo es posible generar electricidad con base en esta fuente una vez que ha sido cubierta la demanda de los primeros seis usos marcados en la Ley. De manera que tratar de forma preferencial en el despacho económico la electricidad producida por las hidroeléctricas, como propone la exposición de motivos de la Reforma a la LIE, incluso podría incrementar la intermitencia en el sistema. En este sentido, no es posible que las plantas hidroeléctricas puedan garantizar la Confiabilidad del SEN lo que implicaría que pudieran ser despachadas plantas de carbono y combustóleo propiedad de CFE que no necesariamente son las más eficientes.

Existen varios factores que podrían señalar la factibilidad de la integración de una mayor proporción de centrales eléctricas de energía limpia en México (ver Gráfica 15). En primer lugar, existe una gran capacidad instalada y disponible de tecnologías firmes despachables (ver Cuadro 7) en segundo lugar, existe una diferencia importante entre la generación firme despachable y la generación limpia (ver Gráfica 16); en tercer lugar, las energías limpias intermitentes representan una proporción baja de la generación total diaria del SEN (ver Gráfica 17); y, en cuarto lugar, la razón de generación despachable frente a energías limpias intermitentes en México es superior al que tienen países con mayor grado de penetración, lo cual provee una capacidad de reserva con suficiente margen para asimilar la integración de nueva capacidad limpia (ver Tabla

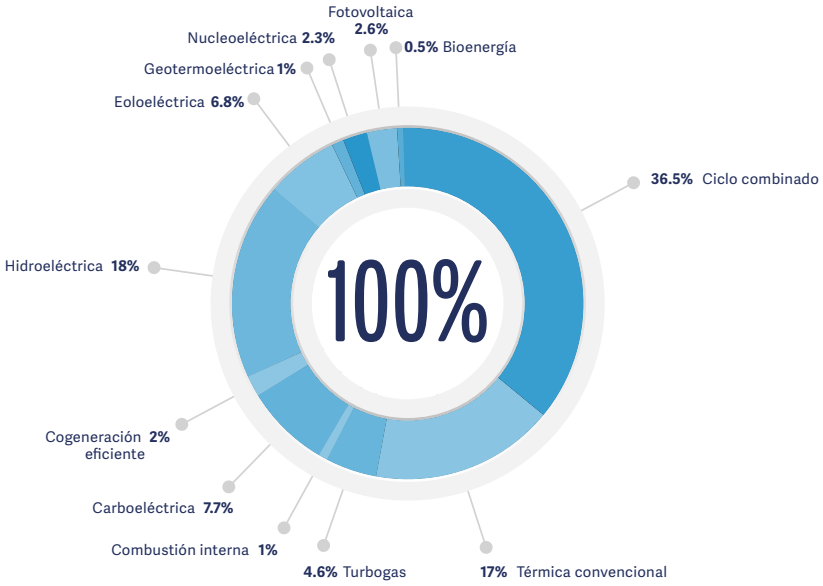
256. Limate Impacts on Latin American Hydropower, IEA (2021). Disponible en: https://www.iea.org/reports/climate-impacts-on-latin-american-hydropower

1). Incluso cuando, de acuerdo con la información del PRODESEN 2019-2033, esta razón indicada podría disminuir por la integración masiva de generación limpia, seguiría en niveles superiores a los de los países de referencia considerados.

Cuadro 7. Estatus de Centrales Eléctricas[257]

i. Firme despachable: fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real hasta su capacidad instalada.
ii. Firme no despachable: fuente que tiene la capacidad de producir hasta su capacidad instalada bajo condiciones normales, sin capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real.
iii. Intermitente despachable: fuente que tiene la capacidad de seguir instrucciones de despacho en tiempo real desde su nivel de producción mínima y hasta una capacidad intermitente.
iv. Intermitente no despachable: fuente intermitente que no tiene la capacidad de controlar su nivel de producción en tiempo real.

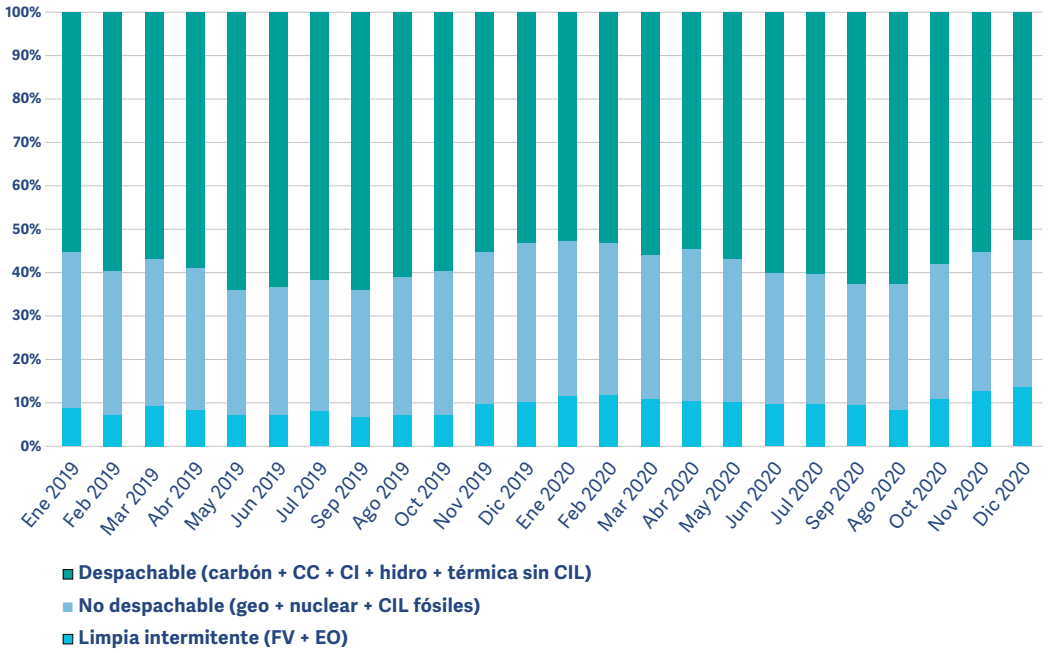
Gráfica 15. Capacidad instalada por tipo de tecnología, al 31 de diciembre de 2018.



Fuente: Elaboración propia con información del PRODESEN 2019-2033.

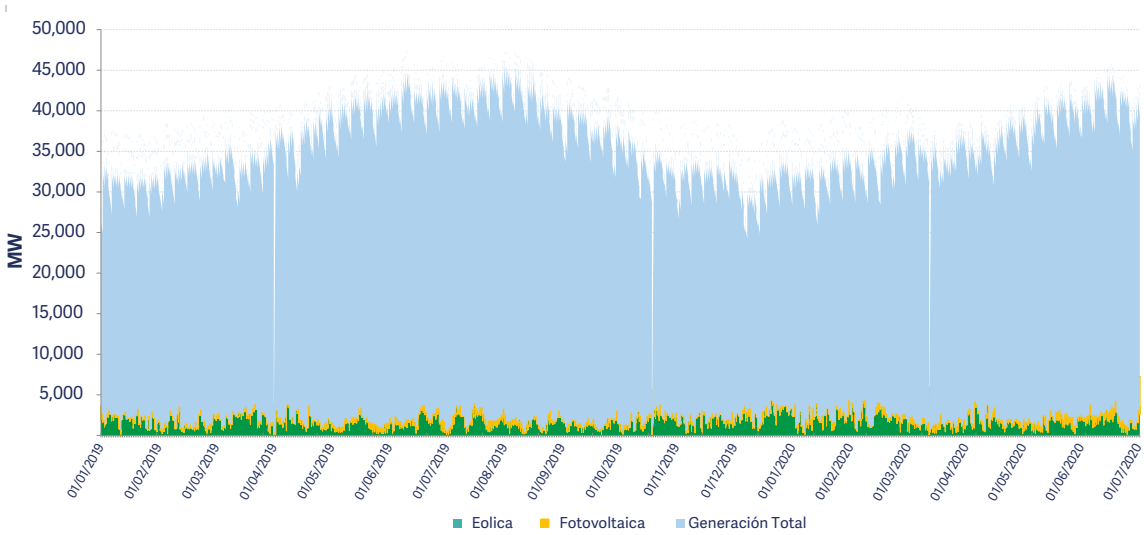
257. Base 3.3.16 de las Bases del Mercado Eléctrico.

Gráfica 16. Porcentaje de Generación Intermitente vs Firme Despachable, enero 2019 a diciembre 2020 (en promedio mensual).



Fuente: Estadísticas de la Energía Generada Liquidada Agregada (MWh) Intermitente y Firme por Tipo de Tecnología publicado por el CENACE en el área pública del SIM.
Nota: Entiendase por CC: Ciclo Combinado; CI: Combustión Interna; Geo: Geotérmica; FV: Solar Fotovoltáica; y EO: Eólica.

Gráfica 17. Generación agregada liquidada por tipo de tecnología, enero 2019 a diciembre 2020.



Fuente: Estadísticas de la Energía Generada Liquidada Agregada (MWh) limpia y Firme por Tipo de Tecnología publicado por el CENACE en el área pública del SIM.

Tabla 1. Porcentaje Generación Limpia vs Despachable, enero 2019 a abril 2020.

2019	Energías firmes despachables sobre total generación (%)	Energías Limpias Intermitentes sobre total generación (%)	Ratio Energía firme despachable / Energía Intermitente	Consideraciones
Alemania	51.8%	33.5%	1.5	Firmes=carbón, gas, hidro, combustóleo y biomasa.
España	35.7%	27.8%	1.3	Firmes=carbón, gas, hidro y residuos
Texas (USA)	68.1%	21.2%	3.2	Firmes=carbón, gas, hidro y biomasa
México	79.4%	7.9%	10.0	Firmes=carbón, gas, hidro, combustóleo

Fuente: Alemania, Operador del Sistema Fraunhofer ISE, Reporte de Generación neta en Alemania 2019. España, Avance del Informe del sistema eléctrico español 2019, cobertura demanda eléctrica peninsular REE, Texas, ERCOT Reporte 2019 de Generación por tipo de combustible. México Estadísticas de la Energía Generada Liquidada Agregada (MWh) limpia y Firme por Tipo de Tecnología publicado por el CENACE en el área pública del SIM.

Los factores señalados podrían ser indicio de que, si la generación de electricidad con base en fuentes limpias es debidamente gestionada a través del MEM y los diferentes mecanismos para asegurar la confiabilidad previstos en la regulación (mismos que se describen en los siguientes apartados), sería posible la instalación de un mayor volumen de capacidad de generación con energías limpias intermitentes sin afectaciones al suministro eléctrico.

Es cierto que conforme se incremente la participación de fuentes de energías limpias intermitentes se hará cada vez más necesaria la aplicación de los instrumentos regulatorios y de mercado existentes para que la operación del SEN continúe con los estándares de eficiencia, seguridad, fiabilidad y sustentabilidad. En los sistemas tradicionales, la flexibilidad del sistema está determinada por la flexibilidad en la generación de plantas térmicas convencionales (ciclo combinado, carboeléctricas, termoeléctricas, entre otros) para ajustar sus niveles de generación en función de las variaciones de la demanda. En los sistemas eléctricos más avanzados en términos de transición energética, se han implementado diferentes soluciones técnicas, que se describen en los siguientes apartados, las cuales permiten ampliar el abanico de opciones disponibles para brindar mayor flexibilidad al operador del sistema y, por lo tanto, al sistema eléctrico en general.

1. Mecanismos de mercado y regulatorios de flexibilización de la red.

El MEM prevé en su configuración diferentes mecanismos de flexibilización de la red, tanto regulatorios como de mercado; sin embargo, debido a la falta de implementación de la segunda fase del MEM, estos elementos no han sido ejecutados a la fecha de elaboración del presente informe. A continuación, se resumen los principales elementos de flexibilización que están pendientes de implementación:

i. Mercado en Tiempo Real y Mercado de Hora en Adelanto;
ii. Asociaciones con privados para la construcción de líneas de transmisión (particularmente aquellas necesarias para aprovechar las zonas de Alto potencial Renovable);
iii. Regulación para la implementación y operación de sistemas de almacenamiento de energía y servicios conexos;

iv. Regulación y mecanismos de remuneración para la demanda controlable;

v. Bandas de tolerancia de generación en tiempo real y definición de penalizaciones por desviaciones fuera de esas bandas para minimizar los desvíos entre el MDA[258] y el tiempo real. (Pendiente de publicación el Manual de Verificación de Instrucciones de Despacho).

Adicionalmente, distintos países utilizan diferentes mecanismos de mercado para promover la flexibilidad de los sistemas y permitir una mayor penetración de energía limpia (ver Cuadro 8).[259]

Cuadro 8. Herramientas de mercado para facilitar una mayor penetración de energía limpia en el mundo[260]

i. Mejora de los sistemas de pronóstico de clima, con el fin de reducir la incertidumbre de la generación renovable en tiempo real.

ii. Implementación de tecnologías habilitadoras para ajustar y compensar la variabilidad de la generación, tales como:
   a. Almacenamiento de energía para poder dar respaldo a la red ante eventos de variabilidad de la generación renovable.
   b. Rehabilitación de centrales térmicas para actualizar sus parámetros operativos en línea con los requerimientos actuales y futuros del sistema.
   c. Digitalización del sector para recopilación de datos de generación y consumo que permitan optimizar la operación del sistema y provean de información en tiempo real (sistema *Supervisory Control And Data Acquisition*, análisis de big data, internet de las cosas, blockchain, entre otros).
   d. Inversión en redes, tanto redes inteligentes como super redes, que permitan equilibrar la generación renovable con el consumo.[261]

iii. Modelos de negocio que permitan la comercialización y remuneración adecuada de los servicios que requiere el sistema para flexibilizar su operación como el empoderamiento de los consumidores mediante la implementación de la demanda controlable,[262] la generación distribuida, mecanismos de *net-metering* o venta a terceros de su producción de energía.

iv. Incrementar la granularidad de las operaciones en el mercado, es decir, el número de operaciones que se toman en cuenta para señalar el precio de mercado de la electricidad con mayor flexibilidad y variabilidad más apegada al consumo real. En México, para esto se tendría que implementar el Mercado en Tiempo Real, y ajustar el cálculo del precio de mercado de electricidad a través de ofertas hasta 2 horas antes de la hora de operación, la implementación del Mercado de Hora en Adelanto, y la creación de zonas de reservas que permitan gestionar la necesidad de recursos soporte del sistema en función de los requerimientos específicos de cada zona de generación.[263, 264]

2. Mecanismos regulatorios para asegurar la confiabilidad del sistema.

Conforme a la LIE, las actividades de la industria eléctrica, particularmente aquellas relacionadas con el suministro eléctrico y la operación del SEN, deben realizarse bajo criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad.

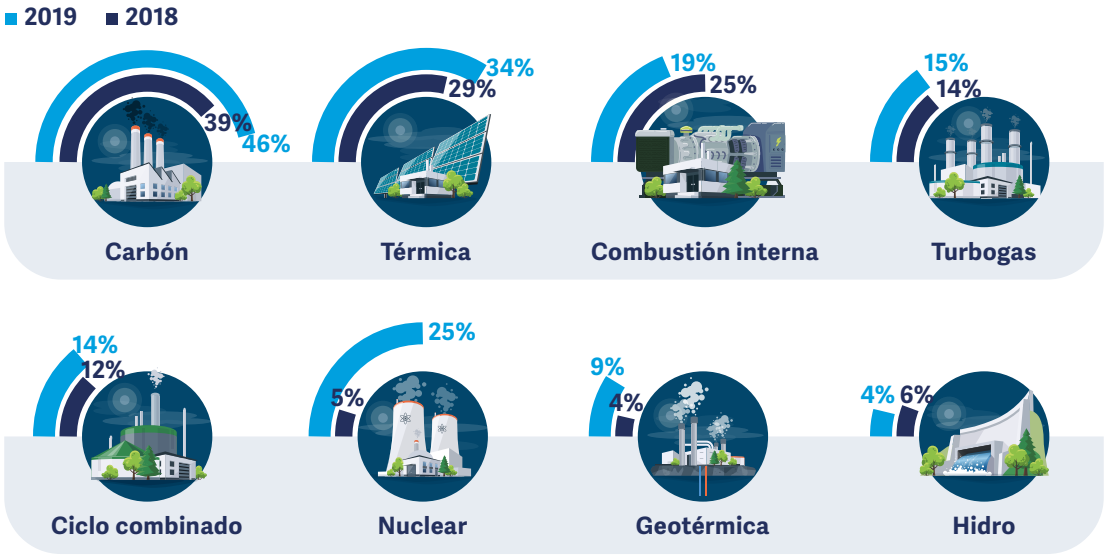
258. De acuerdo con la Base 2.1.76 de las Bases del Mercado, el MDA es el Mercado de antelación cuyos participantes podrán presentar ofertas horarias de venta de energía y Servicios Conexos, así como las ofertas horarias de compra de energía, las cuales resultarán en compromisos financieramente vinculantes para la entrega o recepción de energía y Servicios Conexos en el día siguiente a la realización del Mercado del Día en Adelanto.
259. Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA) y la Agencia Internacional de Energía Renovable (International Renewable Energy Agency, IRENA).
260. Agencia Internacional de Energía (International Energy Agency, IEA) y la Agencia Internacional de Energía Renovable (International Renewable Energy Agency, IRENA).
261. Las super redes son redes de transmisión redundantes de gran capacidad que permiten incrementar el nivel de cobertura de la red e interconexión entre diferentes puntos de generación y consumo.
262. Demanda de energía eléctrica que los usuarios finales, mediante sus representantes, ofrecen reducir al mercado y por la cual pueden recibir una remuneración. Artículo 3, fracción XVII, de la LIE. Actualmente está pendiente la publicación de la regulación aplicable a los recursos de demanda controlable, por lo cual este mecanismo no ha podido aprovecharse.
263. A partir del 24 de mayo de 2018, CENACE integró las 4 zonas de reservas en 1 sola a nivel SIN, lo cual limita la identificación de las necesidades de reservas específicas por región, en función de la capacidad disponible en cada zona. Notificación precios de Servicios Conexos para Zona Reserva SIN. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/2018-04-24%20Notificaci%C3%B3n%20Precios%20de%20Servicios%20Conexos%20para%20Zona%20Reserva%20SIN.pdf
264. En el Mercado *spot* de electricidad de Europa se incluyen productos comercializados con hasta con una hora, pero se están incluyendo productos hasta en espacios de media hora. International Renewable Energy Agency. Increasing Time Granularity in Electricity Markets. P. 6. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf?la=en&hash=BAEDCA5116F9380AEB90C219356DA34A5CB0726A

La confiabilidad está definida en el Artículo 3, fracción X, de la LIE como la "*habilidad del Sistema Eléctrico Nacional para satisfacer la demanda eléctrica de los Usuarios Finales bajo condiciones de suficiencia y Seguridad de Despacho, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE*".

Entre los aspectos que más afectan a la reducción significativa de la confiabilidad del SEN están las salidas forzadas de generación, que provocan disturbios por el desbalance entre la generación y la demanda. Esto provoca una reducción súbita de la calidad de los parámetros de suministro eléctrico como son, entre otros, la frecuencia y el voltaje.

Al respecto, en la Gráfica 18 se pueden observar las altas tasas de salida forzadas por fallo (indisponibilidades[265]) que han tenido históricamente las centrales convencionales, entre las cuales destacan las tecnologías de carbón y térmicas convencionales, con más de un 25% del tiempo en salida forzada por fallo.

Gráfica 18. Tasa de Salidas Forzadas por falla por tipo de tecnología.



Fuente: Elaboración Propia con datos públicos de los Pronósticos de Disponibilidad de Generación, Reportes de Tasas de Salida Forzada. Área pública del Sistema de Información de Mercado, CENACE.

La gráfica anterior demuestra que todas las tecnologías de generación, tanto convencionales como renovables presentan salidas forzadas del SEN derivadas de las características y el mantenimiento de cada una. Esto muestra que es necesario contar con una adecuada gestión de los instrumentos regulatorios vigentes, de los elementos que conforman la RNT, así como de todos los recursos de generación interconectados, entre los que se incluyen las energías limpias intermitentes, las cuales también son capaces de aportar a la confiabilidad del SEN por su distribución espacial, su diversidad tecnológica, así como por la posibilidad de dar mayor precisión a sus programas de generación a través de actualizaciones periódicas del pronóstico de generación.

El CENACE, como operador del sistema, juega un papel importante en la preservación de la confiabilidad. Al respecto, la Base 6 *Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional*[266] le obliga a aplicar las disposiciones contenidas en las *Bases del Mercado Eléctrico* y demás disposiciones relacionadas con la confiabilidad que emita la CRE. El principal instrumento

265. Proporción de la capacidad de una unidad generadora que deja de suministrar energía eléctrica por causas de salidas forzadas ocasionadas por fallas, decremento de generación y causas ajenas al operador de la central, expresada en porcentaje.
266. Bases del Mercado Eléctrico.

al respecto son las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red* (Código de Red).[267]

En este sentido, la regulación vigente del sector eléctrico, particularmente las Bases del Mercado, el Manual de Energía de Corto Plazo y el Código de Red, disponen de diferentes mecanismos para que el CENACE cumpla su función de asegurar la confiabilidad del sistema (ver Cuadro 9).

Cuadro 9. Principales mecanismos regulatorios para asegurar la confiabilidad del SEN

1. **Adquisición de servicios conexos[268] en los términos del Código de Red,[269] tales como: reservas, control de voltaje y potencia reactiva, y arranque de emergencia, operación en isla y conexión a bus muerto del sistema.** Los volúmenes de servicios conexos deberán ajustarse a las necesidades de corto y mediano plazo del sistema para proveer las capacidades de soporte requeridas en cada momento. La adquisición de servicios conexos a través del mercado permite asegurar que la asignación de centrales para proveer dichos servicios se realice en atención a principios de eficiencia económica (maximización del excedente económico total para el suministro de demanda).[270]
2. **Asignación y despacho de centrales eléctricas fuera de mérito[271] para mantener la confiabilidad (*Must Run*).**[272] El Criterio OP-127 de las *Disposiciones Generales del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red*, indica las disposiciones que deberá tomar en cuenta el CENACE para definir las centrales eléctricas asignadas fuera de mérito por cuestiones de confiabilidad, entre las cuales se encuentran: a) justificación por estudios eléctricos realizados por el CENACE; b) justificación técnica de los mínimos operativos de generación, al considerar las implicaciones económicas; y c) confiabilidad de la tecnología y menor costo asociado.
3. **Declaración de Estados Operativos de Alerta o de Emergencia.** El Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red define las acciones y responsabilidades de los distintos Integrantes de la Industria Eléctrica para mantener una condición estable y reducir el impacto sobre el SEN cuando un disturbio provoque una condición operativa insegura en el mismo.[273] Para efectos de la evaluación de las medidas a implementar en situaciones que puedan comprometer la confiabilidad del sistema, al respecto se contemplan dos situaciones, el Estado Operativo de Alerta y el Estado Operativo de Emergencia, los cuales se describen a continuación.
    a. **Estado *Operativo de Alerta*:**[274] El estado Operativo en donde todas las variables del SEN aún se encuentran dentro de sus límites operativos, sin embargo, en caso de presentarse una Contingencia, el SEN puede continuar estable sin la acción de los esquemas de control suplementarios, o bien, se puede conducir al Estado Operativo de Emergencia en el cual el sistema se encuentra en riesgos potenciales de inestabilidad. En este Estado, el CENACE podrá convocar a Subastas de Mediano y Largo Plazo, o bien Adquirir Potencia por Subastas de Confiabilidad con el objeto de restablecer las condiciones de reserva en el SEN y el Estado Operativo Normal. Cuando no se presenten las condiciones necesarias para implementar los mecanismos mencionados anteriormente, el CENACE podrá gestionar la Adquisición de Potencia a través de la implementación de los Protocolos por Emergencia emitidos por la CRE.
    b. **Estado *Operativo de Emergencia*:**[275] En este estado, la ocurrencia de una Contingencia sencilla más severa conduciría al SEN a una condición de inestabilidad y la operación en este estado requiere de la ejecución de acciones remediales. El CENACE deberá notificar a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica que el SEN se encuentra en Estado Operativo de Emergencia y que es necesario tomar ciertas acciones operativas, entre las que se incluye la desconexión de carga, con la finalidad de restablecer el Estado Normal o de Alerta en el SEN. Para recuperar los niveles de reserva y restablecer en el SEN el Estado Operativo Normal, el CENACE puede implementar la adquisición de Potencia a través de los Protocolos de Emergencia emitidos por la CRE.
4. **Reducción de generación por confiabilidad.** En caso de eventos de contingencia o disturbio dentro del SEN debido a variaciones de frecuencia por arriba de los valores permitidos en el *Manual Regulatorio de Estados Operativos del Código de Red*, el CENACE podrá disminuir la generación del SEN.

267. Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII, de la LIE. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
268. Artículo 3, fracción XLIII, de la LIE. Definición de Servicios Conexos: Los servicios vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado; 6.2.1. Criterios Generales, Base 6 de las Bases del Mercado Eléctrico.
269. Numeral 2.5 Servicios Conexos, Capítulo 2. Disposiciones Generales para la operación en Estado Operativo Normal del SEN (OP).
270. Base 9.1.8 Despacho económico inciso b), Bases del Mercado Eléctrico.
271. Se entiende por despacho de centrales eléctricas fuera de mérito como el despacho de centrales eléctricas que no pasan por el proceso de optimización económica. Acuerdo por el que se emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5441705&fecha=17/06/2016
272. 6.2.2. Criterios Generales, Base 6 de las Bases del Mercado Eléctrico.
273. Objetivo del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red
274. Numeral 2.1.3 del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red
275. Numeral 2.1.3 del Manual Regulatorio de Estados Operativos del Sistema Eléctrico Nacional del Código de Red.

La adquisición de Servicios Conexos así como la asignación y despacho de centrales eléctricas fuera de mérito para mantener la confiabilidad son parte de las actividades que el CENACE debe realizar diariamente como parte de los procesos de preparación del Mercado de Energía de Corto Plazo,[276] regulados mediante el Manual de Energía de Corto Plazo, por lo cual son mecanismos ampliamente utilizados por el CENACE y que han demostrado su eficiencia para mantener la confiabilidad en el Sistema, ya que los Estados Operativos de Emergencia y Estados Operativos de Alerta del Sistema se han reducido en 2019 con respecto a 2018, incluso ante una mayor penetración de energías limpias intermitentes, como la solar fotovoltaica y eólica (ver Tabla 2).

Tabla 2. Estados Operativos de Alerta, Emergencia y cortes de energía en el MDA, enero a diciembre 2018 y 2019.

Gerencia de Control Regional	Estados Operativos de Emergencia en Tiempo Real (horas)		Estados Operativos de Alerta en Tiempo Real (No. Eventos)		Cortes de energía estimados en el MDA (horas)	
	2018	2019	2018	2019	2018	2019
Central	0	0	61	16	54	0
Noreste	33	31.5	145	138	71	0
Noroeste	28	14	305	145	80	0
Norte	145	27.5	235	152	101	0
Occidental	19	6	135	38	124	0
Oriental	65	10.5	368	123	93	0
Peninsular	28	9.5	403	114	52	0
SIN	**318**	**99**	**1652**	**726**	**575**	**0**

Fuente: Tabla 61. Reporte Anual del Mercado Eléctrico Mayorista 2019.

RECOMENDACIONES

25. Continuar con el diseño de política para brindar mayor flexibilidad al SEN entre otros, a través de la implementación de los mecanismos regulatorios pendientes de aprobación que facilitarían la flexibilización del SEN, en específico:
    a. El Manual de Verificación de instrucciones de despacho y servicios conexos. **[CENACE]**
    b. La Guía operativa que contenga la metodología y ejemplos para el Pronóstico de la Demanda. **[CENACE]**
26. Emitir regulación relacionada con la implementación de sistemas de almacenamiento de electricidad para dar certidumbre sobre cómo operarán en el mercado y favorecer su oferta. **[CRE]**
27. Agilizar la implementación del mercado de Segunda Etapa conforme estaba previsto en la Base del Mercado Eléctrico. **[CENACE]**
28. Hacer uso de los mecanismos que están previstos en la normativa para asegurar la confiabilidad del SEN, evitando recurrir sin justificación técnica a otras políticas o intervenciones que no están consideradas en esta. **[CENACE]**
29. Fortalecer la planeación de la red y hacer vinculantes los planes de expansión y modernización de la RNT y las RGD. **[SENER y CRE]**

VI. Implicaciones de la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional (Política de Confiabilidad).

El 15 de mayo de 2020, la SENER publicó en el DOF la Política de Confiabilidad[277] mediante la cual se introducen diferentes cambios a las Reglas del Mercado: en particular, al proceso de interconexión. Esta parte de la premisa de que las energías limpias presentan condiciones de variabili-

276. Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, Capítulo 2, Capítulo 4 y Capítulo 5.
277. Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020

dad en su generación a lo largo del día, como la energía solar y la eólica, y tienen, por lo tanto, un impacto negativo en la confiabilidad del sistema.

Cabe mencionar que el 19 de junio de 2020 la COFECE presentó una controversia constitucional contra la Política de Confiabilidad a raíz de la cual, el 3 de febrero de 2021, la SCJN invalidó diversas disposiciones de dicha Política que podrían agruparse en:[278]

1. Las relativas a cambios en la interconexión a la red de transmisión y las de distribución, comprometiendo el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a estas;[279]
2. Las relativas al despacho de la energía eléctrica de las centrales, subordinándolo a la seguridad y la confiabilidad;[280] y
3. Las relativas a ventajas exclusivas en favor de la CFE.[281]

En cumplimiento a esta resolución la SENER dejó sin efectos la Política de Confiabilidad. No obstante, a continuación se resumen las implicaciones de este instrumento en materia de competencia, debido a que varias de las modificaciones consideradas en la Reforma a la LIE van en el mismo sentido y por lo tanto tendrían efectos similares.[282]

1. Comprometía el acceso abierto y no discriminatorio a la RNT y a las RGD, y eliminaba la capacidad para competir en el mercado de generación y suministro.

La Política de Confiabilidad partía del supuesto de que debe asegurarse el acceso a la RNT y las RGD, "en condiciones no indebidamente discriminatorias, cuando ello sea técnicamente factible" interpretando así que "en otras palabras, se deberá considerar un trato diferenciado a cada solicitante de Interconexión o Conexión, cuando las condiciones de infraestructura así lo requieran, de tal forma que permitan la Interconexión o Conexión sin afectar la integridad y el Funcionamiento Eficiente del Sistema Eléctrico Nacional."

En primer lugar, la Política de Confiabilidad establecía que, por temas de confiabilidad, la CRE podrá requerir, con fundamento en las atribuciones con las que cuenta para solicitar información y documentación, a quienes soliciten un permiso de generación, un dictamen de viabilidad de interconexión emitido por el CENACE.[283]

La Política de Confiabilidad facultaba al CENACE para emitir un dictamen de viabilidad de interconexión una vez que se evaluara la solicitud, pudiendo rechazar las solicitudes de Estudios de Interconexión de centrales eléctricas, sin que ello representara un incumplimiento al acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RNT y las RGD.[284]

Asimismo, la Política de Confiabilidad establecía que el CENACE evaluaría la viabilidad de las solicitudes de estudios de Interconexión en función de: (i) demanda y consumo de la zona, región o sistema relacionado a la solicitud; (ii) que no exista congestión de transmisión o transformación; (iii) dispersión geográfica de las centrales eléctricas con Energía Limpia Intermitente por subestación, zona, región, sistema; (iv) características climatológicas de cada punto de interconexión; (v) el espaciamiento de las centrales con Energía Limpia Intermitente por subestación,

278. Suprema corte de justicia de la nación (SCJN). Lista de asuntos resueltos en sesión del día: 3 de febrero del año 2021. Disponible en: https://www.scjn.gob.mx/sites/default/files/listas/documento/2021-02-03/LTR%2003-02-2021.pdf
279. En específico se invalidaron las disposiciones 5.7 y la 5.15 (parcialmente) que consideraban la emisión a cargo del CENACE de un dictamen de viabilidad de interconexión; también se invalidaron las disposiciones 5.12, 5.12.1, 5.12.2, 5.12.3, 5.12.5, 5.12.6, 5.12.8, 5.12.11 y 5.13 que regulaban el procedimiento para evaluar dicha viabilidad tomando en cuenta características como el clima, la ubicación geográfica de las Centrales, y el efecto en la confiabilidad de las centrales eléctricas con energía limpia intermitente. Adicionalmente, se invalidó la disposición 5.23 que facultaba al CENACE para rechazar solicitudes de interconexión de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, eólica o fotovoltaica.
280. En específico, se invalidaron las disposiciones 8.4, que facultaba al CENACE para instruir el despacho fuera de mérito para asegurar la confiabilidad, y la 7.1 que determinaba que la seguridad de despacho tendría prelación sobre la eficiencia económica.
281. En específico, se invalidaron las disposiciones 3.8.4 que establecía que la CFE, en su carácter de transportista y distribuidor, elaboraría lineamientos y criterios de confiabilidad del SEN; también se invalidó la disposición 5.4 que permitía a la CFE, proponer a la SENER "proyectos estratégicos de infraestructura" necesarios para promover el Servicio Público y universal de Suministro Eléctrico. Finalmente, se invalidó la disposición 5.23 que permitía a la SENER definir proyectos estratégicos de centrales eléctricas y que debería considerarse de manera preferente su prelación en la interconexión en la RNT o las RGD.
282. Expediente 89/2020 Controversia Constitucional. Disponible en: https://www2.scjn.gob.mx/ConsultaTematica/PaginasPub/DetallePub.aspx?AsuntoID=272324
283. Disposición 5.7 de la Política de Confiabilidad.
284. Disposiciones 5.7 y 5.13 de la Política de Confiabilidad.

zona, región, sistema; (vi) efecto en la Confiabilidad por el desplazamiento en el despacho de las Centrales Eléctricas Convencionales por la incorporación de Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente; y (vii) margen de capacidad de respaldo para compensar el rango de variación característico de la Generación por Centrales Eléctricas con Energía Limpia Intermitente, así como su indisponibilidad, con la generación convencional síncrona.[285]

Conforme a la Política de Confiabilidad, una vez evaluada la viabilidad de la solicitud de interconexión, el CENACE podía emitir un dictamen de viabilidad de interconexión, el cual -como se mencionó- es considerado por la Política un requisito para obtener un permiso de generación.[286]

Al incluir aspectos geográficos o climatológicos, algunos de estos criterios considerados por la Política de Confiabilidad para que el CENACE evalúe la viabilidad de las solicitudes de estudios de Interconexión con base en los cuales se emite el dictamen de viabilidad eran discriminatorios para ciertas tecnologías, sobre todo, las eólicas y las fotovoltaicas cuya ubicación depende del recurso natural con base en el cual operan. Esto eliminaba la igualdad de oportunidades para competir entre los generadores. Lo anterior, toda vez que -como se mencionó- el acceso a la RNT y las RGD representa un insumo indispensable para competir en los eslabones de generación y de suministro.

También cabe mencionar que el artículo 130 de la LIE y el artículo 31 de su Reglamento, ya establecen los requisitos para el otorgamiento de los permisos de generación, y dicho dictamen de viabilidad no está considerado.

En segundo lugar, la Política establecía que en la evaluación y, en su caso, otorgamiento de permisos de generación que realiza la CRE, se deberá tomar en cuenta la información de los Programas de Ampliación y Modernización de la RNT y las RGD del PRODESEN y el dictamen de viabilidad de interconexión emitido por el CENACE, con la finalidad de propiciar una integración ordenada de recursos de generación eléctrica.[287]

Además, establecía que, con el objetivo de promover la instalación de los recursos suficientes para satisfacer la demanda en el SEN y cumplir con los objetivos de energías limpias, la SENER desarrollaría programas indicativos para la instalación y retiro de las Centrales Eléctricas, cuyos aspectos relevantes se incorporarán en el PRODESEN.[288]

Esta disposición atentaba contra el principio de acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a la RGT y las RGD, pues limitaba a los particulares a establecer centrales eléctricas en aquellos puntos donde consideran conveniente y, en su lugar, ubicar las nuevas centrales eléctricas en aquellas localidades que el Estado considere conveniente.

Esto hubiera afectado de manera más pronunciada a aquellas centrales cuyo recurso para generar electricidad depende de la ubicación geográfica, por ejemplo, dónde hay sol o viento, debido a que las opciones para ubicar nuevas plantas generadoras son limitadas.

En tercer lugar, la Política de Confiabilidad establecía que la CFE, en su carácter de Transportista y Distribuidor, tendría una participación proactiva con base en las mejores prácticas operativas para, entre otras, la elaboración de los Lineamientos y Criterios de Confiabilidad para la planeación y operación del SEN y elaborar la propuesta de planeación de los programas de Ampliación y Modernización de la RNT y los elementos de las RGD.[289]

285. Disposiciones 5.12; 5.12.1; 5.12.2; 5.12.3; 5.12.5; 5.12.6; 5.12.8; y 5.12.11 de la Política de Confiabilidad.
286. Disposición 5.13 de la Política de Confiabilidad.
287. Disposición 5.15 de la Política de Confiabilidad.
288. Disposición 5.23 de la Política de Confiabilidad.
289. Disposición 3.8 de la Política de Confiabilidad.

Conferirle facultades para participar en el diseño de los Lineamientos y Criterios de Confiabilidad para la planeación y operación del SEN, así como en su ampliación y modernización, podría haber comprometido la separación legal de la CFE y la competencia en los eslabones de generación y suministro toda vez que, como se mencionó, la operación del SEN y la ampliación de las redes deben darse de manera no discriminatoria asegurando no favorecer a ningún participante del mercado.

En este sentido, la CFE podría haber tenido incentivos para utilizar las facultades que la Política le confiere en los eslabones de transmisión y distribución para beneficiar a sus propias empresas que participan en los eslabones de generación y suministro.[290]

Además, la Política de Confiabilidad establecía como uno de sus objetivos el "fortalecimiento de la planificación estratégica de CFE y sus empresas productivas del Estado, sus empresas filiales y subsidiarias, para promover la planificación integral del SEN y garantizar el carácter de servicio de interés público y universal del suministro eléctrico".[291]

Esta disposición podría haber comprometido la autonomía e imparcialidad del CENACE como operador del SEN, y daba oportunidad a la aplicación de la Política de Confiabilidad otorgando ventajas exclusivas a la CFE en menoscabo de los demás competidores.

La limitación de instalación de nueva capacidad de centrales de energías limpias que no se consideren en la planeación centralizada, hubiera tenido un efecto en la oferta de CEL y, por lo tanto, en el cumplimiento de las metas asociadas. Lo anterior debido a que la ubicación de proyectos de energías renovables depende de los sitios con disponibilidad de recurso, por lo cual en caso de que la planeación centralizada no incluya este tipo de proyectos, o bien limite el acceso a la red en las zonas de potencial renovable, se estaría eliminando la posibilidad de ampliar la capacidad de generación mediante este tipo de tecnologías, disminuyendo la disponibilidad de CEL.

Asegurar la Confiabilidad del SEN, al garantizar el acceso abierto y no discriminatorio a las redes, implicaría operar, expandir y modernizar la red sin ningún criterio de preferencia hacia ningún agente económico o tecnología de generación. En eso radica la importancia de la separación vertical de la CFE y la autonomía del operador del mercado, el CENACE. De ello depende el logro de los objetivos del marco regulatorio vigente que contempla competencia en la generación y el suministro, lo cual definitivamente exige asegurar trato igualitario en el acceso a las redes.

Independientemente de si existe o no un problema de confiabilidad en el SEN, **la Política no ofrecía una fundamentación acerca de las condiciones que requieren tal trato diferenciado.** Es decir, no ofrecía una explicación acerca de qué condiciones específicas se presentan en el SEN que ameriten la emisión de la Política y, en general, de medidas adicionales para garantizar la confiabilidad del SEN.

Esto implica que no se ofrecía justificación alguna para determinar que no es posible dar acceso a la RNT y las RGD en condiciones no discriminatorias, tal como lo exige la LIE, por lo que pareciera no existir una motivación clara para emitir la Política.

290. En la OPN-003-2019, sobre el Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016, el Pleno de la COFECE se pronunció sobre la importancia de mantener la estricta separación vertical y horizontal de la CFE, y los riesgos que dicho Acuerdo implicaba para tal fin. Disponible en: https://www.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V112/4/4791684.pdf
291. Disposición 1.2.4 de la Política de Confiabilidad.

Tampoco se ofrecía una explicación sobre por qué los demás instrumentos normativos disponibles -como el Código de Red- no son suficientes para asegurar la confiabilidad del SEN a la vez que se respeta el acceso no discriminatorio a las redes de transmisión y distribución. No contenía, además, un análisis de la inviabilidad de otras medidas o regulaciones para lograr la confiabilidad del SEN sin violar el principio de logar la eficiencia de este, y la competencia económica.

La limitación de instalación de nueva capacidad de centrales de energías limpias que no se consideren en la planeación centralizada impacta la oferta de CEL y, por lo tanto, el cumplimiento de las metas asociadas. Lo anterior debido a que la ubicación de proyectos de energías renovables depende de los sitios con disponibilidad de recurso, por lo cual, si la planeación centralizada no incluye este tipo de proyectos o limita el acceso a la red en las zonas de potencial renovable, se podría limitar el desarrollo de capacidad de generación mediante este tipo de tecnologías. Asimismo, los límites de acceso a la red de nuevas centrales de energía limpia tendrían un efecto en la liquidez del mercado de CEL, ya que de implementarse la Política se reduciría significativamente el volumen de centrales de energías limpias nuevas que ingresen al sistema y, por lo tanto, la oferta de CEL para los siguientes años. En la misma línea, la reforma a la LIE modifica el artículo 4 de la LIE para establecer que el acceso abierto no indebidamente discriminatorio deberá otorgarse cuando sea técnicamente factible. Lo anterior, nuevamente sin regular qué se entenderá por "técnicamente factible", y sin establecer una relación entre la interpretación de dicho término y la normativa vigente. Esta modificación comprometería el acceso a las redes en igualdad de oportunidades distorsionando de manera importante la competencia, conforme a lo que se explicó.

2. Comprometía el despacho económico, al eliminar la capacidad para competir en el mercado de generación.

La Política establecía que la seguridad de despacho tenga prelación sobre la eficiencia económica[292]. También facultaba al CENACE para instruir en cualquier momento la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito para la provisión de los Servicios Conexos[293] requeridos para asegurar la confiabilidad del SEN.[294]

Además, establecía que el CENACE, con base en criterios de suficiencia, seguridad de despacho y eficiencia económica, podría rechazar solicitudes de centrales eléctricas con Energía Limpia, eólica o fotovoltaica, cuando se solicite un Estudio en un punto de Interconexión, zona, región o Sistema en la cual ya se tienen elementos de transmisión y transformación congestionados, por falta de recursos de generación para compensar la intermitencia y lograr mantener el control de la frecuencia, del voltaje y la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protecciones. En su oportunidad la SENER determinaría la fecha de reapertura de recepción de Solicitudes y el seguimiento a las Solicitudes en trámite.[295]

Así, bajo el argumento de asegurar la confiabilidad del SEN, la Política interpretaba que se debía considerar un trato diferenciado a cada solicitante de Interconexión o Conexión, cuando las condiciones de infraestructura así lo requieran, de tal forma que permitan la Interconexión o Conexión sin afectar la integridad y el Funcionamiento Eficiente del SEN.

292. Disposición 7.1 de la Política de Confiabilidad.
293. Conforme al artículo 3, fracción XLIII, XLII de la LIE, los servicios conexos son aquellos vinculados a la operación del Sistema Eléctrico Nacional y que son necesarios para garantizar su Calidad, Confiabilidad, Continuidad y Seguridad, entre los que se podrán incluir: las reservas operativas, las reservas rodantes, la regulación de frecuencia, la regulación de voltaje y el arranque de emergencia, entre otros, que se definan en las Reglas del Mercado.
294. Disposición 8.4 de la Política de Confiabilidad.
295. Disposición 10.2 de la Política de Confiabilidad.

Esto hubiera comprometido el despacho económico considerado en las Bases 9 y 10 de las Bases del Mercado y Manual de Energía de Corto Plazo. Lo anterior habría permitido, con el pretexto de asegurar la confiabilidad, despachar primero a las centrales más ineficientes, y eliminar la posibilidad de los oferentes para competir por medio de la reducción de sus costos de generación al invertir en Centrales Eléctricas más eficientes, lo que hubiera redundado en electricidad más cara. Esto a su vez comprometería la competitividad de las empresas y el bienestar de las familias mexicanas vía el pago de una mayor tarifa eléctrica, y/o al implicar un mayor subsidio por parte del Gobierno Federal.

Además, en caso de que la SENER hubiera identificado algún problema de confiabilidad del SEN, debía atenderlo y así cumplir la obligación prevista en el artículo 4 de la LIE de otorgar acceso abierto a la RNT y las RGD en términos no indebidamente discriminatorios.

Cabe mencionar que, anteriormente, conforme a sus atribuciones previstas en la LIE, la CRE ha emitido diversos instrumentos con la finalidad de garantizar que el suministro de energía eléctrica a los usuarios del SEN se proporcione bajo condiciones de seguridad, calidad y continuidad. El principal instrumento en materia de confiabilidad emitido por la CRE son las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del SEN: Código de Red*, emitidas a través de la resolución RES/151/2016, publicada el 8 de abril de 2016 en el DOF.[296]

El Código de Red establece, a través de requerimientos técnicos mínimos, las obligaciones que deben cumplir todos los usuarios en el desarrollo de sus actividades, para asegurar la operación, desarrollo, acceso y uso del SEN, en condiciones que promuevan la continuidad y calidad del suministro eléctrico.[297]

Sin embargo, la Política no ofrecía una justificación sobre la necesidad de contar con un nuevo instrumento para asegurar la confiabilidad ni acerca de la no idoneidad de los instrumentos regulatorios ya existentes para lograrlo.

Por otro lado, cabe destacar que la Política no ofrecía una explicación técnica acerca de qué condiciones específicas del SEN ameritan el rechazo de las solicitudes de centrales eléctricas con Energía Limpia y cómo esta medida contribuye a la confiabilidad del SEN. Además, permitía que el CENACE rechazara dichas solicitudes sin criterios claros y sin tener que justificarlo, lo que eliminaría la dinámica de competencia que el despacho económico genera.

En la misma línea, la reforma a la LIE modifica el artículo 4 de la LIE para relajar la obligación de ofrecer energía eléctrica, potencia y servicios conexos al MEM basados en los costos unitarios de producción, y además propone hacerlo dando preferencia a las Centrales Legadas sobre las energías limpias. Modificar el criterio de despacho de costos marginales a costos unitarios favorece a la CFE en detrimento de los demás generadores de energía eléctrica, debido a que esto llevaría a que se despachen primero las Centrales Eléctricas que tienen mayor escala productiva, y por lo tanto menores costos unitarios —que son las de CFE—, y después las de menor escala -que suelen ser proyectos de menor tamaño, generalmente basados en energías limpias-, incluso cuando los costos marginales de estas últimas sean menores.

296. Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del SEN: Código de Red. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
297. Comisión Reguladora de Energía, Guía sobre los requerimientos técnicos del Código de Red aplicables a Centros de Carga, Marzo 2019. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/guia-sobre-los-requerimientos-tecnicos-del-codigo-de-red-aplicables-a-centros-de-carga

Además, con un despacho basado en costos unitarios, los generadores con capacidad de hacer contratos de entrega física recuperarían doblemente sus costos fijos. La LIE previó que en el MBP se permitiera recuperar el costo por mantener capacidad instalada y proveer energía en horas críticas. Con el despacho por costos unitarios se reconocerían los costos fijos al proveer energía y también por participar en el Mercado de Balance de Potencia.

Tomar en cuenta los costos unitarios de producción en lugar de los costos marginales[298] únicamente tiene sentido en un contexto de mercado monopólico, en donde existen altas economías de escala en un rango amplio de la producción que justifican la existencia de una sola empresa.[299] No obstante, el mercado de generación de electricidad -a diferencia del de transmisión y distribución- no presenta características de monopolio natural.[300] Por lo tanto, no existe justificación basada en eficiencia para permitir que opere una sola empresa.

La utilización de costos unitarios para fijar los precios de energía eléctrica no es congruente con las reglas de un mercado en competencia en donde las empresas buscan maximizar ganancias. La fijación de precios basados en costos unitarios motivaría a las centrales eléctricas –en este caso de la CFE– a sobre producir energía con el objeto de reducir aún más sus costos unitarios. No obstante, lo anterior representaría un sacrificio de ganancias, ya que si las centrales redujeran el nivel de producción podrían obtener mayores utilidades. Producir en exceso con sacrificio de utilidades no tendría sentido económico, salvo por el hecho de ser una estrategia para excluir competidores a través de reducir su demanda con base en el exceso de producción. Por lo anterior, se concluye que el despacho a costos unitarios no cumple con las reglas de un mercado en competencia porque privilegia indebidamente el despacho de las centrales de la CFE e incentiva la sobre producción con sacrificio de utilidades con el objeto de que las centrales de sus competidores no puedan ser despachadas, permitiéndole a la CFE desplazar indebidamente a sus competidores.

Además, modifica el artículo 12 de la LIE para establecer que el CENACE deberá dar prioridad en el despacho a las Centrales Legadas. Estas modificaciones eliminan el despacho económico que fomenta la competencia en costos y otorgan una clara ventaja a las centrales de CFE. Por lo tanto, limitan de manera importante la competencia en la generación de electricidad y la oferta de CEL.

RECOMENDACIONES

30. Si se determinara necesario implementar nueva regulación para asegurar la confiabilidad del SEN, asegurar que esta respete los principios de competencia previstos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y justificar por qué los mecanismos actualmente previstos en la regulación no son efectivos.[301] **[CENACE]**
31. Emitir los instrumentos normativos faltantes para la flexibilización del SEN, tal como los manuales de verificación e instrucciones de despacho y servicios conexos y las disposiciones generales para el cálculo de tarifas de servicios conexos. **[CRE y CENACE]**

298. Los costos unitarios no son más que los costos totales promedio. Es conocido en la literatura que las empresas en competencia maximizan sus beneficios y minimizan sus costos en donde el precio es igual al costo marginal, no donde el precio es igual al costo medio (costo unitario). La modificación llevaría a las empresas a colocarse en una posición en donde sus ingresos marginales son menores a sus costos marginales, lo que provocaría una pérdida (o sacrificio de ganancias) por cada unidad producida en el margen.
299. Esto es, en donde existen altas economías de escala en un rango amplio de la producción, que permiten que los costos marginales del monopolista se encuentren por debajo de sus costos medios o unitarios, lo cual caracteriza el concepto de "monopolio natural".
300. Por lo menos desde la década de los noventa, debido principalmente al cambio tecnológico (en principio, por el menor tamaño de las plantas de gas y posteriormente, por la aparición de energía eólica y fotovoltaica).
301. En su caso, de considerarse necesario y justificarse podría evaluarse en los términos establecidos en el Manual para el Balance de Potencia la modificación de los valores de Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS) y el valor de la Energía No Suministrada (VENS), así como los valores indicativos de reservas de planeación, para asegurar que estos reflejan las condiciones actuales del SEN.

VII. Disminución de incentivos para la Generación Distribuida Limpia.

La Generación Distribuida Limpia es aquella que se realiza por una Central Eléctrica limpia con capacidad menor a 0.5 MW que se encuentra interconectada a las RGD.[302] Por lo general, este tipo de generador son hogares o comercios que instalan dentro de su inmueble paneles solares. Como se mencionó, la Generación Limpia Distribuida también tiene derecho a recibir un CEL.

Con el objetivo de añadir nuevas oportunidades para el desarrollo de dicho esquema —particularmente exitoso en México mediante tecnología solar fotovoltaica—[303] en noviembre del 2019 la CRE introdujo la posibilidad de entregar la energía eléctrica generada mediante los proyectos de Generación Distribuida a más de un consumidor mediante un esquema colectivo.[304] Es decir, los generadores podrían vender su electricidad a sus vecinos que se encuentren dentro del mismo Centro de Carga. Esta regulación ya terminó el proceso de consulta pública ante la CONAMER y sólo estaba pendiente su publicación en el DOF; no obstante, el pasado 12 de agosto la CRE en sesión extraordinaria aprobó un acuerdo para retirar la solicitud de publicación en el DOF de esta regulación.[305]

Finalmente, cabe señalar que México, a diferencia de otros mercados, eligió un umbral de 0.5 MW para la definición de proyectos de Generación Distribuida,[306] condición que podría limitar el desarrollo de proyectos de energías limpias de pequeña escala, que acercan la generación al consumo y que además contribuyen a reducir las pérdidas de la red y las inversiones en líneas de transmisión (ver Tabla 3).

Promover la Generación Distribuida limpia al permitir la venta de electricidad a vecinos y evaluar una disminución en el umbral para la definición de estos proyectos contribuiría a incrementar la oferta de CEL.

Tabla 3. Comparativa de umbrales para aplicación de proyectos de generación distribuida.

País	Límite Generación Distribuida (Exención permiso de generación)	Fuente
Argentina	Demanda máxima contratada como consumidor	Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública
Brasil	Hasta 5 MW	ANEEL 482/2012
Colombia	Igual o menor a 1 MW	Ley 1715
Costa Rica	0.5 MW	Reglamento generación distribuida para autoconsumo con fuentes renovables modelo de contratación medición neta sencilla
Estados Unidos (California)	No existe límite formal, pero los precios de compra de energía se garantizan para 1 MW, aunque se pueden considerar instalaciones de hasta 10 MW	Distributed Generation and Renewable Energy Current Programs for Businesses

302. Con base en el Artículo 3, fracción XXIII, de la LIE, la Generación Distribuida se define como la generación de energía eléctrica por parte de una Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW que se encuentra interconectada a las RGD. La Generación Distribuida a partir de Energías Limpias se define Generación Distribuida Limpia con base en el Lineamiento 3. III. de los Lineamientos, publicados en el DOF el 31 de octubre de 2014.
303. En México, gracias también a sus elevados niveles de irradiación solar, más del 99% de los proyectos de Generación Distribuida Limpia es implementado mediante tecnología solar fotovoltaica, que es una de las tecnologías que destaca a nivel mundial no sólo por su versatilidad de implementación, sino también por la drástica reducción de costos experimentada en la última década. Lazard's levelized cost of energy analysis, versión 13. Disponible en: https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf
304. Acuerdo Núm. A/034/2019 de la Comisión Reguladora de Energía por la que emite la metodología de contraprestación colectiva, que aplicará el suministrador de servicios básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un Centro de Carga, el modelo de contrato de contraprestación colectiva y la solicitud de alta/baja y modificación de beneficiarios, publicado el 29 de noviembre de 2019.
305. Proyecto de acuerdo por el que se determina retirar la solicitud de publicación en el Diario Oficial de la Federación de los diversos A/002/2019, A/005/2019, A/015/2019, A/021/2019 y A/034/2019. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569364/8._EXT._Orden_del_D_a_Agosto_2020.pdf
306. Con base en el Artículo 3, fracción XXIII, de la LIE, la Generación Distribuida se define como la generación de energía eléctrica por parte de una Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW (Generador Exento que no requiere permiso de la CRE en los términos del primer párrafo del artículo 17 de la LIE) que se encuentra interconectada a las RGD.

Tabla 3. Comparativa de umbrales para aplicación de proyectos de generación distribuida.

País	Límite Generación Distribuida (Exención permiso de generación)	Fuente
Guatemala	5 MW	Norma Técnica de Generación Distribuida Renovable y Usuarios Autoproductores con Excedentes de Energía
Reino Unido	Pequeños distribuidores: máx. 2.5 MW Pequeños suministradores: 5MW (de los cuales máx. 2.5 MW para consumo doméstico) 10 MW para generadores	The Electricity Order 2001 (Class Exemptions from the requirement for a License)

RECOMENDACIONES

32. Publicar en el DOF el Acuerdo Núm. A/034/2019 de la CRE por el que se emite la metodología de contraprestación colectiva que aplicará el Suministrador de Servicios Básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un Centro de Carga, el modelo de contrato de contraprestación colectiva y la solicitud de alta/baja y modificación de beneficiarios a la brevedad. **[CRE]**
33. Evaluar el incremento del umbral actual de 0.5 MW a 1 MW para ser considerado Generación Exenta con el objetivo de impulsar los proyectos de Generación Distribuida Limpia y aliviar la carga de trabajo de la CRE relativa a la autorización de permisos de generación. **[SENER y CRE]**

5. Ausencia de mecanismos para la Comercialización de CEL

La regulación prevé la comercialización de CEL (compraventa) a través de tres tipos de transacciones: (i) un mercado de corto plazo celebrado por el CENACE[307] (Mercado *spot*); (ii) CCE celebrados a través de Subastas de Largo Plazo;[308] y (iii) Contratos Bilaterales entre privados.[309] Al momento de la elaboración de este documento, el único mecanismo de comercialización que se encuentra en operación son los Contratos Bilaterales.

I. Cancelación de las Subastas de Largo Plazo (SLP).

Las SLP[310] tienen por objeto: (i) permitir a los SSB y Entidades Responsables de Carga (una vez que se establezca la Cámara de Compensación) celebrar contratos en forma competitiva para satisfacer sus necesidades de Potencia, Energía Eléctrica Acumulable y CEL; y (ii) permitir a quienes celebren estos contratos, contar con una fuente estable de pagos que contribuya al financiamiento de las inversiones de nuevas centrales eléctricas o repotenciar las existentes[311]. En México, un proyecto de energía limpia puede generar, de acuerdo con el marco regulatorio, tres productos: Energía, Potencia y CEL.[312, 313] Las SLP permiten la comercialización de Energía, Potencia y CEL (ver Tabla 4).

307. Base 12.1.2 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
308. Base 2.1.134 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
309. Base 12.1.3 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
310. Artículo 53 de la LIE. Base 2.1.134 y Base 14 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
311. Numeral 2.1.1 del Manual de Subastas de Largo Plazo.
312. Base 11 Mercado para el Balance de Potencia, Bases del Mercado Eléctrico
313. En el caso de la Potencia, sólo las tecnologías firmes son capaces de garantizar la disponibilidad de capacidad de generación durante las 100 horas críticas de cada año, que se definen expost, una vez finalizado cada año. De esta forma, los proyectos de energía renovable mediante tecnología eólica o solar fotovoltaica, que representan la mayor parte de la nueva capacidad de generación de energías limpias, normalmente sólo comprometen los productos Energía y CEL.

Tabla 4. Productos comercializados en las SLP.

Producto	Unidad	Plazo (años)	Generalidades
Energía	MWh/año	15	Energía limpia generada cada año en una zona de generación determinada.[314]
Potencia	MW/año	15	Compromiso de generar esa cantidad de producto (o de mantener esa Potencia disponible) durante las 100 horas críticas de cada año.
CEL	CEL/año	20	Compromiso de transferir los CEL contratados de manera anual al comprador mediante el Registro aplicable.

Fuente: Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015.

Los proyectos de energía renovable mediante tecnología eólica o solar fotovoltaica, que representan la mayor parte de la nueva capacidad de generación de energías limpias, normalmente sólo comprometen los productos Energía y CEL. Lo anterior debido a que, al considerar la naturaleza de su generación variable, ofrecer Potencia podría suponer un riesgo excesivo al requerir comprometer generación a largo plazo en determinadas horas del año.

Así, la financiación de este tipo de proyectos depende de su capacidad de comprometer a largo plazo Energía y CEL. Es importante mencionar que, al ser los CEL un subproducto de la energía eléctrica generada, por sí misma la venta del CEL incluso a largo plazo, no permite la financiación de un proyecto de generación limpia, debido a que su valor no es significativo con respecto al valor de la energía. En otras palabras, los generadores de energías limpias, mediante la venta de CEL, pueden percibir una fuente de ingreso "adicional" a la venta de energía eléctrica.

El artículo 52 de la LIE establece que la CRE debe definir requisitos y montos mínimos de los CCE que los suministradores, tanto SSB como los SSC y los Suministradores de Último Recurso, deben celebrar para la adquisición de Energía, Potencia y CEL que suministrarán a los consumidores que representan, así como verificar su cumplimiento. Asimismo, la regulación establece que los suministradores deberán entregar a la CRE una copia de los contratos suscritos para el cumplimiento de los requisitos de cobertura[315] y que esta, para garantizar el cumplimiento de dichos requisitos, realizará anualmente una verificación[316] a más tardar durante el mes de abril de cada año.[317] No obstante, no se cuenta con información pública respecto de la aplicación de los procesos de verificación anual del cumplimiento de las coberturas aplicables a los suministradores desde la entrada en vigor de esta regulación en 2016 y, por lo tanto, de la eventual aplicación de las penalizaciones establecidas en la LIE en caso de incumplimiento.[318]

314. Las SLP introducen el concepto de Energía Eléctrica Acumulable, el cual supone que la energía eléctrica generada por una Central Eléctrica limpia intermitente se acredita de forma anual y no de forma horaria o por periodo horario (como ocurre en el mercado de energía de corto plazo), reduciéndose así la exposición a la variación de precios, la necesidad de aplicar penalizaciones por la diferencia entre el pronóstico de generación y la generación real en cada hora o periodo horario, así como las variaciones de generaciones estacionales. Capítulo 2.8.1 del Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015.
315. A más tardar 10 días hábiles después de su celebración (Disposición Décima Sexta de 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, publicadas en el DOF el 10 de marzo de 2016. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016
316. La CRE podrá realizar verificaciones adicionales si así lo determina. Estas verificaciones las podrá realizar por sí misma o a través de un tercero designado por la CRE (Disposición Décima Séptima de 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, publicadas en el DOF el 10 de marzo de 2016).
317. Contrastando los contratos suscritos por los suministradores con el requisito establecido y con las estimaciones de demanda correspondientes (Disposición Décima Octava de 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, publicadas en el DOF el 10 de marzo de 2016).
318. El incumplimiento de los requisitos de cobertura será sancionado de acuerdo con lo establecido en el artículo 165 de la LIE (Disposición Décima Novena de 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, publicadas en el DOF el 10 de marzo de 2016).

Cabe mencionar que la normativa preveía que CFE SSB sólo pudiera cumplir con los requisitos de cobertura mediante Contratos Legados para el Suministro Básico[319] y CCE[320] exclusivamente a través de las subastas que llevara a cabo el CENACE, con la posibilidad de cubrir faltantes o vender excedentes mediante transacciones en los mercados de corto plazo. La LIE promovía que CFE SSB contratara su cobertura a través de procesos competidos, como las subastas, con el fin de minimizar el precio de la energía en beneficio de los consumidores y los recursos públicos.

Asimismo, la regulación establecía[321] que las Subastas de Mediano y de Largo Plazo son el único mecanismo mediante el cual CFE SSB podría establecer nuevos CCE que le permitieran cubrir los incrementos de demanda de los UB y la demanda que dejara de ser cubierta por los Contratos Legados cuando estos finalizaran. Así, estas subastas son también las únicas que le permitían adquirir CEL.

En este sentido, la Reforma a la LIE permite que los Suministradores de Servicios Básicos puedan firmar Contratos de Cobertura Eléctrica con Compromiso de Entrega Física con los Generadores, sin que estos tengan que pasar por un mecanismo competido como son las subastas.[322] Esto podría generar que los Suministradores de Servicios Básicos adquieran electricidad y Productos Asociados a centrales eléctricas que no necesariamente sean las más eficientes, y ocasionar un alza en la tarifa final de suministro o al subsidio otorgado por parte del Gobierno Mexicano.

1. Implicaciones de la cancelación de las subastas de largo plazo.

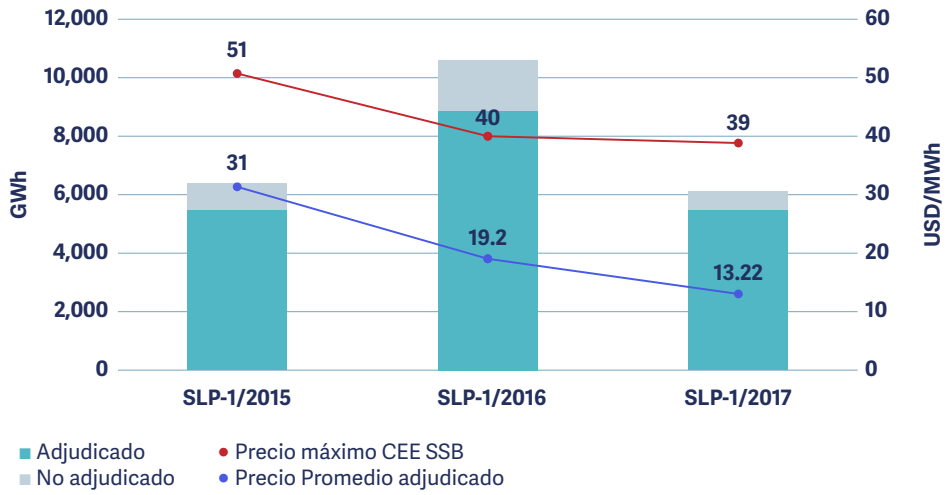
La regulación previa a la Reforma a la LIE[323] preveía que el CENACE convocara una SLP cada año.[324] Si bien se celebraron con éxito las subastas de 2015, 2016 y 2017[325], el tres de diciembre de 2018, el CENACE emitió un Acuerdo de suspensión de la SLP a realizarse en 2018.[326] Según este Acuerdo desde el martes 4 de diciembre por instrucción de Presidencia de la República, derivado del cambio de administración se debía llevar a cabo una revisión de los objetivos y alcances de la SLP de 2018, una vez realizada la revisión, se realizaría la notificación de reactivación de la SLP.

Sin embargo, el 31 de enero de 2019 el CENACE, atendiendo lo instruido por SENER,[327] canceló la subasta de 2018[328] a pesar de que se encontraba en sus etapas finales.[329] Posteriormente, el 11 de diciembre de 2019, suspendió la celebración de SLP[330] hasta nuevas instrucciones por parte de SENER, y así privó de este mecanismo competitivo no solamente a CFE SSB sino también al resto de Entidades Responsables de Carga.[331]

319. Contrato de Cobertura Eléctrica que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y Productos Asociados de las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas (Artículo 3, fracción XIV, de la LIE);
320. Acuerdos entre Participantes del Mercado mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada o a la realización de pagos basados en los precios de los mismos (Artículo 3, fracción XII, de la LIE).
321. Artículo 53 de la LIE. op. cit.
322. Artículo 3, fracción XII Bis y artículo 53 del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica.
323. Capítulo 2.2 del Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015.
324. En el caso de que la cantidad total de Potencia, energía y CEL que ofrezcan comprar los Compradores Potenciales corresponda a una capacidad instalada menor a 500 MW, el CENACE podrá determinar que no existe interés suficiente para justificar dicha SLP, informando la CRE en tal sentido. En el caso de que la CRE confirme la opinión del CENACE, se declarará desierta la Subasta; en caso contrario, el CENACE continuará con el procedimiento de Subasta.
325. SLP-1/2015, SLP-1/2016 y SLP-1/2017.
326. Acuerdo de suspensión de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/39_Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v03%2012%202018.pdf
327. La SENER, el 4 de junio de 2019, instruyó al CENACE a suspender cualquier actividad relacionada con el Mercado de CEL hasta que entraran en vigor los instrumentos del PND 2019-2024.
328. Acuerdo de cancelación de la SLP-1/2018, disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/40%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v31%2001%202019.pdf
329. Acuerdo de suspensión de la Subasta de Largo Plazo SLP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/39_Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v03%2012%202018.pdf
330. Oficio No. SENER.100/019/890. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2019/Oficio%20SENER%20no%20convocar%20SLP%20No.1%202019%20%2020_12_19.zip
331. Si bien las SLP fueron diseñadas para que CFE SSB adquiera energía, Potencia y CEL, la Base 14.1.4 contempla la posibilidad de que Entidades Responsables de Carga distintas a los Suministradores de Servicios Básicos participen en las SLP, siempre y cuando se cumplan las condiciones establecidas en los Manuales de Prácticas de Mercado.

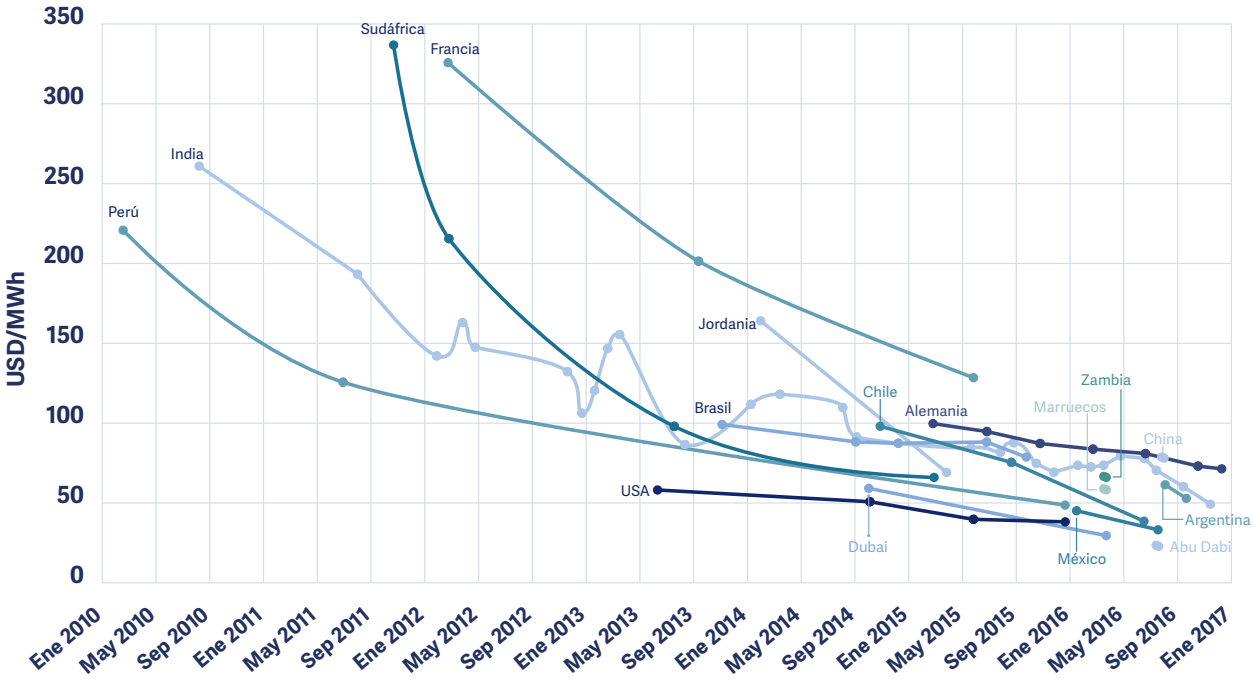
Es importante mencionar que los precios adjudicados en las subastas de largo plazo mexicanas mostraron niveles récord (a la baja) a nivel internacional para las tecnologías solar fotovoltaica y eólica (ver Gráfica 19 y Gráfica 20), pasando de un precio promedio adjudicado de 31 USD/MW en la subasta de 2015 a 13.22 USD/MWh en 2017.

Gráfica 19. Comparativa de volumen de energía + CEL y precio adjudicados en las SLP.



Fuente: CENACE.

Gráfica 20. Comparativa de precios de energía solar fotovoltaica adjudicados mediante subastas 2010-2017.



Fuente: IRENA.

Las SLP han funcionado como el principal mecanismo para la celebración de contratos de largo plazo, pues permiten atender el incremento de demanda de energía del país mediante fuentes limpias a precios competitivos. Asimismo, las SLP han contribuido a la diversificación de la matriz energética, al incrementar significativamente la capacidad de generación a través de energías limpias a lo largo del país.

La cancelación de las SLP podría resultar en que CFE SSB se vea impedido para acceder a energía a precios estables y competitivos, lo que podría derivar en un incremento en el subsidio a las Tarifas finales de Suministro Básico. Por ello, su reactivación es una condición necesaria para motivar la eficiencia en la generación y suministro de electricidad.

RECOMENDACIÓN

34. Reactivar las convocatorias anuales de las Subastas de Largo Plazo como mecanismo para incentivar la entrada de proyectos de generación más eficientes y menos costosos, declarándolas desiertas únicamente si no hay interés suficiente por parte de los Compradores Potenciales, como establece la regulación vigente. **[CENACE]**

2. Eliminación de la necesidad de realizar nuevas SLP mediante la reincorporación de plantas legadas y ampliación de la vigencia y capacidad de Contratos Legados vigentes.

La Reforma a la LIE modifica el artículo 3 para permitir considerar como Centrales Eléctricas Legadas cualquier central propiedad de CFE, incluso las nuevas. Asimismo, en el mismo artículo 3 contempla que se pueda adquirir tanto electricidad como Productos Asociados bajo la figura de Contratos de Cobertura Eléctrica en Compromisos de Entrega Física. Adicionalmente, modifica el artículo 53 de la LIE para establecer que CFE SSB "podrá" celebrar CCE a través de subastas. Estas modificaciones abren la posibilidad a que CFE SSB adquiera electricidad a través de métodos no competidos, es decir, sin recurrir a las subastas, con el respectivo impacto que eso podría tener en los precios a los que adquiere la electricidad, lo que eventualmente se refleja en las tarifas que pagan los usuarios finales y/o los subsidios del Estado.

En concordancia con lo anterior, el 30 de octubre de 2020, en sesión extraordinaria,[332] el pleno de la CRE aprobó el Acuerdo A/037/2020 con el que da opinión favorable a la propuesta de modificación presentada por la SENER el 19 de octubre de 2020[333] al Anexo D, Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados para el Suministro Básico, de los *Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación*,[334] lo que podría permitir reincorporar centrales legadas cuyos contratos habían vencido e incrementar la capacidad de algunas centrales legadas.[335] Cabe señalar que, al momento de la elaboración de este documento, el Acuerdo A/037/2020 no ha sido publicado en el DOF ni en el portal electrónico de la CRE.

332. Orden del día, Sesión extraordinaria viernes 30 de octubre 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/589066/10._Orden_del_d_a_EXT_30octubre2020.pdf
333. El Acuerdo A/037/2020 no se encuentra publicado en la página de la CRE.
334. Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación, SENER (2017). Disponible en: https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/terminos-plazos-criterios-bases-y-metodologias-de-los-contratos-legados-para-el-suministro-basico-y-mecanismos-para-su-evaluacion-128297
335. Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación, SENER (2017). Disponible en: https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/terminos-plazos-criterios-bases-y-metodologias-de-los-contratos-legados-para-el-suministro-basico-y-mecanismos-para-su-evaluacion-128297

El Acuerdo A/037/2020 permite a CFE SSB ampliar los Contratos Legados, reincorporar centrales legadas cuyos contratos hayan vencido e incrementar la capacidad de algunas centrales. Esto le permitiría cumplir con sus obligaciones de Cobertura Eléctrica[336] sin recurrir a las subastas como lo mandata la LIE.

Es importante destacar que, como se mencionó, una vez establecidos los Contratos Legados, de acuerdo con el artículo 53 de la LIE, las Subastas de Mediano y de Largo Plazo serían los mecanismos mediante los cuales CFE SSB podría establecer nuevos CCE que le permitieran cubrir sus faltantes de CEL. El objetivo era minimizar los costos a los que CFE SSB adquiere energía a través de procedimientos competidos. Por lo tanto, en la práctica la reforma a la LIE y el Acuerdo A/037/2020 suprimirían la necesidad de realizar nuevas subastas, al eliminar la competencia por generar electricidad a menor costo y la posibilidad de financiar nuevos proyectos vía la venta a largo plazo de energía y CEL. De manera que estas modificaciones otorgan ventajas exclusivas a CFE Generación al asegurar la demanda de sus Centrales Legadas, las cuales sin competir en las subastas podrán ofrecer energía eléctrica y CEL a CFE SSB, principal suministrador del país. Además, eliminan la posibilidad de financiar nuevos proyectos de generación limpia a través de comprometer contratos de largo plazo, lo que reduciría la oferta de CEL (Ver Anexo 4).

RECOMENDACIÓN

35. Dejar sin efectos el Acuerdo A/037/2020. **[CRE]**

3. Posibles mejoras al mecanismo de SLP.

Como parte del proceso de las SLP, los compradores presentan una curva de demanda a través de ofertas de compra, especificando escalones con volúmenes de producto y precios máximos que están dispuestos a pagar por cada producto.

Por el lado de la oferta, pueden participar como vendedores centrales eléctricas limpias en operación, pero con no más de cinco años de haber iniciado operaciones, y centrales eléctricas limpias en desarrollo, que pueden ofrecer Energía, Potencia y CEL,[337] así como centrales eléctricas convencionales que únicamente pueden ofrecer Potencia. Los interesados en participar como vendedores en las subastas de largo plazo deben presentar una oferta técnica que cumpla con los requisitos técnicos, legales y financieros establecidos por el CENACE en las Bases de Licitación de cada subasta de largo plazo, la cual es validada mediante el proceso de precalificación. Únicamente las ofertas técnicas que hayan recibido una constancia de precalificación por parte del CENACE pueden presentar una oferta económica.[338]

Cada oferta de venta debe estar respaldada por una Central Eléctrica capaz de generar los productos ofertados en la zona seleccionada, con la indicación de la fecha de inicio de suministro (fecha de operación comercial ofertada). Si bien por regla general la fecha de inicio de suministro estándar es el 1 de enero del tercer año siguiente a la fecha de la convocatoria de la subasta con un margen aproximado de 6 meses,[339] una vez que los proyectos han sido adjudica-

336. Los Contratos de Cobertura Eléctrica, son acuerdos celebrados directamente entre Participantes del Mercado, mediante los cuales adquieren el compromiso de compra-venta de una cantidad determinada de energía eléctrica o Productos Asociados, en una hora y fecha futura específica o la realización de los pagos basados en los precios de los mismos. Estos contratos reducen la incertidumbre de los precios de mercado al firmar acuerdos bilaterales para fijar el precio del producto durante un tiempo determinado. Contratos de Cobertura Eléctrica. CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ContratosCoberturaElectrica.aspx#:~:text=Los%20Contratos%20de%20Cobertura%20El%C3%A9ctrica,de%20los%20pagos%20basados%20en

337. Así como centrales eléctricas convencionales quienes únicamente pueden vender Potencia.

338. Base 14.3.10 (f) de las Bases del Mercado Eléctrico publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015 y Capítulo 5.6.1 (a) del Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015.

339. No obstante, si los compradores lo requieren, pueden permitir ofertas con inicio de suministro de un año antes o incluso hasta 2 años después respecto a la fecha estándar. Se considerará que una fecha de operación comercial ofertada es "regular" cuando se encuentre dentro de un rango de seis meses antes o después de la fecha de operación comercial estándar. Las demás fechas de operación comercial ofertadas se consideran "irregulares". Los compradores indicarán el % máximo que están dispuestos a comprar a ofertas con fecha de inicio irregular.

dos, el CCE permite un retraso de la fecha de operación comercial de hasta tres años si existen condiciones atribuibles a alguna Autoridad Gubernamental,[340] al Transportista, al Distribuidor o al CENACE, o bien, en caso de ajustes inesperados al proceso de interconexión.[341]

A partir de la SLP-1/2016 los proyectos tenían que demostrar que habían ingresado su solicitud de Estudio Indicativo ante el CENACE por lo menos 10 días hábiles antes de la presentación de la solicitud de precalificación de la oferta de venta.[342] No obstante, las SLP han permitido la participación de proyectos en etapas tempranas de desarrollo sin considerar los principales aspectos que determinan la viabilidad y ejecución en tiempo de un proyecto de energía limpia, como son la disponibilidad de interconexión a la red y la obtención de todos los permisos y autorizaciones necesarias, que incluye haber pasado satisfactoriamente las consultas indígenas requeridas. Como consecuencia algunos de los proyectos ganadores de las primeras subastas han sufrido retrasos importantes en su fecha prevista/comprometida de entrada en operación comercial, asociados principalmente al otorgamiento de permisos/autorizaciones por parte de las autoridades. [343]

De acuerdo con el informe 2018 de CFE, de los 90 CCE establecidos mediante los procesos de SLP llevados a cabo, 33 han reportado retrasos por eventos extraordinarios y casos fortuitos o de fuerza mayor principalmente asociados a retrasos en las resoluciones y permisos expedidos por parte del CENACE, el Instituto Nacional de Antropología e Historia[344] (INAH), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales[345] (SEMARNAT) y a la ejecución de las consultas indígenas por parte de SENER (ver Gráfica 21); no obstante, el informe no ofrece una explicación sobre las razones de dichos retrasos.[346] Como consecuencia de lo anterior, CFE SSB está sujeto al riesgo de adquirir en los mercados de corto plazo la energía, Potencia y CEL contratados y no generados por los proyectos adjudicados deficitarios, asumiendo la correspondiente volatilidad de precios, en muchos casos superiores a los de las SLP.

340. Cualquier gobierno, ya sea federal, estatal o municipal, o cualquier secretaría, departamento, tribunal, comisión, consejo, dependencia, órgano, entidad o autoridad similar de cualquiera de dichos gobiernos, ya sea que pertenezcan a la administración pública federal, estatal o municipal, ya sea centralizada, desconcentrada o descentralizada, y los poderes legislativo y judicial, ya sean federales, estatales o locales, incluyendo al Banco de México, al CENACE y a la CRE.

341. Los siguientes casos se consideran ajustes inesperados al proceso de interconexión, para lo cual el Vendedor podrá realizar los ajustes a la Fecha de Operación Comercial y no se ejecutará la Garantía de Cumplimiento correspondiente: (A) Cuando el Vendedor, directamente o a través de filiales, subsidiarias o controladoras, haya solicitado al CENACE incluir la interconexión de la Central Eléctrica en el proceso de planeación y expansión del SEN, y (i) el CENACE haya incluido las obras requeridas para la interconexión de dicha Central Eléctrica en la propuesta de programas que envíe a la SENER, en los términos del artículo 9 del Reglamento de la Ley de la Industria Eléctrica, antes de la fecha de recepción de las ofertas económicas de las Ofertas de Venta de la Subasta SLP-1/2018; y, (ii) estas obras no se incluyan en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, o se incluyan en una fecha de 6 o más meses posteriores a la fecha originalmente propuesta por el CENACE.
(B) Cuando el Vendedor, directamente o a través de filiales, subsidiarias o controladoras, haya solicitado al CENACE realizar un proceso de interconexión individual para la Central Eléctrica y para ello haya solicitado la realización de estudios de interconexión en los términos de la LSPEE, y (i) el Vendedor haya recibido los resultados del estudio indicativo o el estudio de pre-factibilidad con anterioridad a la presentación de la oferta económica de la Oferta de Venta en la Subasta; (ii) el Vendedor haya solicitado el estudio de impacto en el sistema o el estudio de factibilidad para la interconexión de la Central Eléctrica, cumpliendo todos los requisitos y pagos asociados, con anterioridad a la presentación de la oferta económica de la Oferta de Venta en la Subasta; y, (iii) con posterioridad a la presentación de la oferta económica de la Oferta de Venta en la Subastas, el Vendedor reciba los resultados finales del estudio de las instalaciones para la interconexión de la Central Eléctrica o el oficio resolutivo, y el costo de la infraestructura requerida que se determine en esta fase rebase el costo de la infraestructura estimado en el proceso de interconexión individual, por un monto superior a 200,000 UDIs por MW de capacidad instalado. Modelo de Contrato de Cobertura Eléctrica para Vendedores, Bases de Licitación SLP-1/2018 ANEXO VIII.1 - Sección A, 28 de marzo de 2018.

342. Anexo V.1 Documentación para acreditar capacidad legal, financiera.

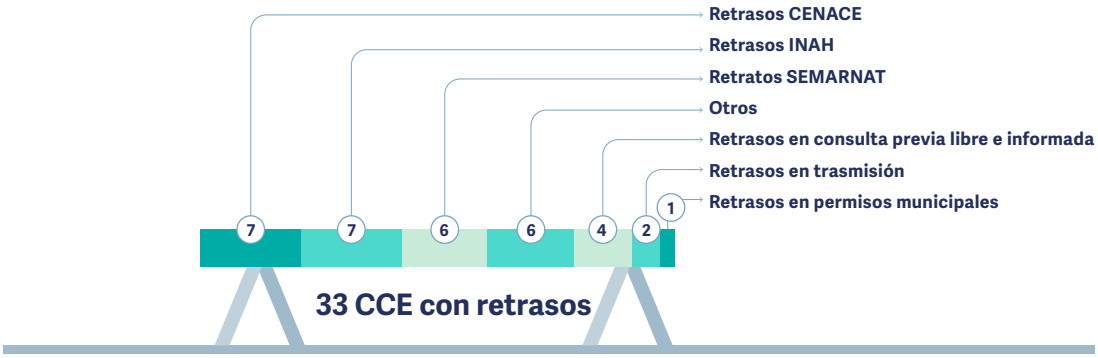
343. CFE, Informe Anual 2018.

344. La Ley Federal sobre Monumentos y Zonas Arqueológicos, Artísticos e Históricos establece que el INAH es la entidad competente para autorizar la realización de obras en monumentos y zonas de monumentos arqueológicos e históricos, y verifica que con el desarrollo de proyectos no se afecte el patrimonio. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/131_160218.pdf

345. De acuerdo con la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Ambiente, la evaluación del impacto ambiental es el procedimiento a través del cual la SEMARNAT determina las condiciones a que se sujetará la realización de obras y actividades que pueden causar desequilibrio ecológico o rebasar los límites y condiciones establecidos en las disposiciones aplicables para proteger el ambiente y preservar y restaurar los ecosistemas Disponible en: https://biblioteca.semarnat.gob.mx/janium/Documentos/Ciga/agenda/DOFsr/148.pdf

346. El artículo 119 de la LIE. señala lo siguiente: "Con la finalidad de tomar en cuenta los intereses y derechos de las comunidades y pueblos indígenas en los que se desarrollen proyectos de la industria eléctrica, la Secretaría deberá llevar a cabo los procedimientos de consulta necesarios y cualquier otra actividad necesaria para su salvaguarda, en coordinación con la Secretaría de Gobernación y las dependencias que correspondan. En dichos procedimientos de consulta podrán participar la CRE, las empresas productivas del Estado y sus empresas subsidiarias y filiales, así como los particulares".

Gráfica 21. Principales causas de retraso en los proyectos adjudiados en las SLP.



Fuente: CFE, Informe Anual 2018.

Otra de las particularidades de las SLP en México ha sido la introducción de un factor de ajuste denominado Diferencias Esperadas,[347] mediante el cual se beneficia a las ofertas ubicadas en zonas en las que se requiere instalación de nueva generación y se penaliza a las ofertas ubicadas en zonas donde se cuenta con generación excedente (y, por tanto, no es tan necesaria nueva capacidad). El factor de Diferencias Esperadas se calcula como la diferencia entre el precio marginal promedio del SEN y el precio marginal esperado de la zona de generación ofertada.[348]

El mecanismo de Diferencias Esperadas tiene como objetivo incentivar la instalación de nueva generación en zonas con mayores PML; no obstante, puede crear un excesivo interés para los participantes en la subasta por ofrecer proyectos de escasa madurez con el único objetivo de beneficiarse de las diferencias esperadas con mayores PML, lo que incrementa el riesgo de que dichos proyectos se retrasen o, incluso, no lleguen a ejecutarse por los problemas anteriormente descritos. Como ejemplo de lo anterior, la SLP-1/2015, incluyó un factor de Diferencias Esperadas muy favorable para proyectos en la zona de Yucatán, donde finalmente se adjudicó el 50% de las ofertas (9 de 18) y el 33% de la energía contratados en dicha subasta.

En este sentido, sobreestimar las Diferencias Esperadas puede implicar una adjudicación de proyectos en cierta zona mayor que la que sería eficiente. Dicha sobreestimación puede generarse si, por ejemplo, para su estimación no se consideran factores como el desarrollo de infraestructura de transmisión o la evolución de la demanda en dichas zonas. Tomar en cuenta estos factores, además del PML, es importante para asegurar que el mecanismo de Diferencias Esperadas funcione de manera correcta y represente las necesidades reales de cada región.

RECOMENDACIONES

36. Evaluar la implementación de requisitos de precalificación más exigentes que aseguren que los proyectos seleccionados presenten un nivel de desarrollo mínimo, que garanticen la entrada en operación en la fecha solicitada por cada subasta, aunado a mantener la periodicidad de convocatoria anual de subastas que permita dar visibilidad de las necesidades futuras de la demanda de los compradores, para fomentar el desarrollo continuo de proyectos de energías limpias. **[CENACE]**
37. Incrementar las exigencias en los supuestos de modelación de Diferencias Esperadas para reflejar factores adicionales al PML que pueden impactar en el desarrollo de los proyectos en tiempo y forma, por ejemplo, el desarrollo de infraestructura de transmisión, evolución de la demanda, entre otros. **[CRE]**
38. Identificar las causas de los retrasos en la emisión de permisos y autorizaciones a cargo del CENACE, INAH, SEMARNAT, SENER, con el fin de establecer mecanismos de coordinación entre estas y gobiernos locales para evitar retrasos en la entrada en operación de nuevos proyectos. Incluso podría considerarse una ventanilla única para canalizar las autorizaciones. **[CENACE, INAH, SEMARNAT, SENER y gobiernos locales]**

347. Capítulo 1.1.11 y 2.85 del Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015.
348. Ambos en valores nivelados durante el plazo de la subasta, proyectados y publicados antes de la subasta por la SENER. Precios estimados con base al PIIRCE y publicados en PRODESEN. Sujeto a otras actualizaciones que correspondan de acuerdo con el CCE de la SLP, por conceptos como los factores horarios a la Energía Eléctrica Acumulable, desbalances de productos entregados, inflación y/o tipo de cambio (Manual de Subastas de Largo Plazo, publicado en el DOF el 19 de noviembre de 2015)

II. Falta de regulación relativa al Mercado de Corto Plazo.

La realización del mercado de corto plazo o Mercado *spot* se establece en las *Bases del Mercado Eléctrico*[349] y consiste en que los participantes del mercado, de acuerdo con la cantidad de CEL en su posesión y con base en la información contenida en el registro correspondiente de la CRE,[350] pueden presentar ofertas de venta únicas o por bloques, a cualquier precio.[351] Por otro lado, los Participantes Obligados pueden presentar ofertas de compra únicas o por conjunto de CEL, a cualquier precio.[352]

Así, los participantes que cuenten con CEL que no estén comprometidos y aquellos interesados en adquirirlos podrán ofertar su interés en un boletín electrónico[353] a publicar por la CRE y en el S-CEL. Si bien las Bases del Mercado establecen los términos generales para la celebración y funcionamiento del mercado de CEL de corto plazo, a la fecha la CRE no ha emitido las *Disposiciones Operativas del Mercado*, necesarias para definir los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y procedimientos a seguir para la administración y operación del Mercado de CEL de corto plazo.[354]

Asimismo, las *Bases del Mercado Eléctrico* establecen que el CENACE será el ente que operará dicho mercado por lo menos una vez al año.[355, 356] Si bien se esperaba que el Mercado *spot* de CEL se llevara a cabo a partir de 2019 (de manera que los CEL intercambiados en él pudieran ser utilizados para el período de cumplimiento correspondiente a 2018), el 4 de junio de 2019, la SENER instruyó al CENACE, sin justificación técnica alguna, suspender cualquier actividad relacionada con el Mercado de CEL hasta que entraran en vigor los instrumentos del Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 (PND), el cual fue aprobado el 20 de junio de 2019. No obstante, no han sido publicados sus instrumentos y, por lo tanto, el Mercado *spot* de CEL no ha sido operado.

La celebración de un Mercado *spot* por parte de un ente independiente con reglas claras y definidas *ex ante* es una pieza clave para el desarrollo de un mercado competido. La ausencia de dicho instrumento conlleva mayores riesgos para los participantes de la industria eléctrica que todavía se caracterizan por ser pocos y genera mayor incertidumbre jurídica para la inversiones realizadas y futuras en la industria eléctrica desincentivando los potenciales nuevos entrantes, y sobre todo los de energías limpias.

RECOMENDACIONES

39. Emitir las Disposiciones Operativas del Mercado de CEL de Corto Plazo. **[CRE]**
40. Celebrar el Mercado de Corto Plazo de CEL correspondiente a 2018 y 2019 con el objetivo de garantizar la competencia y liquidez del Mercado de CEL. **[CENACE]**

349. Base 12.1.2 de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
350. Con base en la Disposición N. 41. de las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2016, para la operación del mercado de CEL, diez días antes al inicio del período para aceptar ofertas, la CRE entregará al CENACE un reporte electrónico actualizado del número de CEL que cada Participante del Mercado tiene en su posesión, en el formato que se convenga entre ambos. Dicho reporte deberá incluir (i) el nombre del Participante del Mercado; y (ii) el número de CEL de los que sea titular. El CENACE utilizará esta información para evitar que los Participantes del Mercado realicen ofertas de venta de CEL por cantidades mayores a las que efectivamente poseen.
351. Base 12.1.2 (a) i) y ii) de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
352. Base 12.1.2 (a) iii) y iv) de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015.
353. Disposición 46 del Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican y adicionan las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, publicado en el DOF el 23/01/2018.
354. Las Disposiciones Operativas del Mercado son los documentos que definen los procesos operativos del MEM y comprenden jerárquicamente los instrumentos siguientes: (i) Manuales de Prácticas de Mercado (establecen los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos a seguir para la administración, operación y planeación del MEM); (ii) Guías Operativas (establecen fórmulas y procedimientos que, por su complejidad y especificidad, se contienen en documentos diferentes a los Manuales de Prácticas de Mercado, según sea necesario); (iii) Criterios y Procedimientos de Operación (establecen especificaciones, notas técnicas y criterios operativos requeridos para la implementación de las Bases del Mercado Eléctrico, los Manuales de Prácticas de Mercado o las Guías Operativas, en el diseño de software o en la operación diaria).
355. O con la frecuencia que corresponde al período de obligación establecido por la SENER, si dicho período es diferente a un año. Además, las Disposiciones Operativas del Mercado podrán establecer una mayor frecuencia de operación cuando se requiere para que los CEL sean un instrumento líquido y que los Participantes Obligados y Generadores Limpios puedan realizar transacciones de manera informada y eficiente, Base 12.1.2. (a)).)
356. La Disposición Transitoria Tercera de los Lineamientos, publicados en el DOF el 31 de octubre de 2014 se establece: "...con la publicidad y periodicidad necesarias para que los CEL sean un instrumento líquido y que los Participantes Obligados y los Generadores Limpios puedan realizar transacciones de manera informada y eficiente"".

6. Falta de aplicación de los mecanismos de monitoreo y sanción para el cumplimiento de obligaciones de CEL

La CRE es la encargada de otorgar los CEL a cada generador limpio de manera mensual, dar seguimiento a su registro y conteo, así como de verificar el cumplimiento de los requisitos relativos a las obligaciones de adquisición de CEL[357] y de las Metas de Energías Limpias.[358] La CRE estableció el S-CEL como la plataforma mediante la cual lleva a cabo la gestión y el registro de la información asociada al consumo y generación de electricidad, a la emisión, transacciones, liquidación y cancelación voluntaria de los CEL, así como al cumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias.[359] El S-CEL es operado por la CRE en su carácter de Administrador del Sistema[360] y se encuentra activo a partir de 2017.

I. Problemas en la gestión y registro de la información referente a los CEL.

En primer lugar, la regulación prevé la publicación de un Manual de operación del S-CEL[361], con las instrucciones, reglas, directrices y procedimientos a seguir para su administración y operación. No obstante, a la fecha dicho Manual no ha sido publicado.

Otro aspecto que queda pendiente es la elaboración de un informe público pormenorizado por parte de la SENER al menos una vez al año que incluya información sobre el costo total y unitario de los CEL por tecnología, tendencias del mercado, penetración de las energías limpias y su impacto sobre costos y tarifas[362]. En este sentido, este informe, que no ha sido publicado desde abril de 2020, debería proporcionar información que permita el desarrollo de un mercado competido de CEL y podría promover el desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad a través de fuentes limpias.

Por otro lado, la normativa prevé una trazabilidad completa de cada CEL otorgado y comercializado, que debe contener la siguiente información:[363] (i) Matrícula; (ii) Información de la Central Eléctrica Limpia; y (iii) Fecha de Emisión. Sin embargo, los CEL que han sido otorgados y comercializados todavía no cuentan con matrícula, lo que impide a la CRE mantener un monitoreo y vigilancia con la trazabilidad necesaria para determinar el número de CEL que hay en el mercado, los volúmenes comercializados y utilizados para el cumplimiento de cada central y de cada año. Esto conlleva el riesgo de realizar un doble conteo o doble comercialización de estos certificados. Cabe señalar que la clasificación planteada en la regulación, además de facilitar a la CRE llevar un conteo ordenado de los CEL, podría proveer una garantía de origen de los CEL para los compradores.

Finalmente, la LIE en su artículo 121 permite que la SENER instrumente los mecanismos que se requieran para dar cumplimiento a la política en materia de CEL, y celebre convenios que permitan su homologación con los instrumentos correspondientes de otras jurisdicciones. Sin embargo, al momento de la elaboración de este documento, la SENER no ha llevado a cabo ningún tipo de convenio de este tipo.

357. Artículo 12, fracciones XVI, XVII y XVIII, de la LIE.
358. Artículo 7, numeral II) de la LTE.
359. Artículo 128 de la LIE.
360. Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias, Capítulo 1, Disposiciones Generales, No. 3 y 4.
361. Disposición No. 5 y 7 de las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2016.
362. Lineamiento 30 de los Lineamientos.
363. Disposición Núm. 21 del Acuerdo Núm. A/067/2017 de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican y adicionan las Disposiciones Administrativas. de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, publicado en el DOF el 23 de enero de 2018.

RECOMENDACIONES

41. Publicar el Manual de operación del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias que describa las instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos a seguir para la administración y operación del S-CEL. **[CRE]**
42. Asignar a cada CEL otorgado y comercializado la Matrícula y toda la información prevista en la regulación; permitir a los integrantes de la industria eléctrica su trazabilidad y tener certidumbre sobre su procedencia. **[CRE]**
43. Evaluar la necesidad de celebrar convenios que permitan la homologación de los CEL con instrumentos que cumplan el mismo objetivo. **[SENER]**
44. Elaborar un informe público pormenorizado que permita conocer el desempeño y tendencias del mercado de CEL, costo total y unitario de los CEL, penetración de energías limpias y el impacto sobre tarifas, de acuerdo con el numeral 30 de los Lineamientos. **[SENER]**

II. Falta de información sobre la liquidación de CEL.

Para cumplir con las obligaciones de cada período, los Participantes Obligados deben liquidar los CEL correspondientes a través del S-CEL. Tanto la liquidación como la Cancelación Voluntaria de CEL, tiene como consecuencia que estos pierdan toda su validez y no puedan ser nuevamente comercializados, ni utilizados para liquidar obligaciones o Cancelados Voluntariamente.[364]

Los Lineamientos[365] establecen que se deberá de presentar un informe mensual sobre la cantidad de CEL vigentes que no hayan sido liquidados o cancelados, mismo que no ha sido publicado para ningún mes desde que empezó a operar el mercado de CEL. Esto es fundamental para que los Participantes del Mercado obligados al cumplimiento de CEL puedan tener la información actualizada sobre obligaciones y puedan programar las compras o ventas de sus déficits o superávits de CEL, promoviendo un mercado más dinámico.

Adicionalmente, la regulación prevé un mecanismo que implica que los CEL puedan ser "guardados" (*banking*) por los generadores de energía eléctrica y que puedan ser comercializados en períodos de obligación posteriores, sin que exista relación entre la fecha de otorgamiento de los CEL y el período en el cual se liquidan para cumplir las obligaciones. El uso de dicho mecanismo, en el caso de creación de excedentes de CEL año con año podría debilitar el incentivo de instalación de nueva capacidad limpia.

Si bien la liquidación de la obligación de energías limpias es anual,[366] siendo el primer período de obligación en 2018, los Participantes Obligados pueden presentar liquidaciones provisionales mensuales en el mes calendario siguiente a la conclusión del mes a declarar.[367] La CRE estableció dicho esquema con el objetivo de permitir a los Participantes Obligados llevar un mejor control del cumplimiento de sus obligaciones, dado que al momento de presentar la declaración anual los Participantes Obligados tendrán un menor número de CEL que cubrir en una sola operación,

364. Disposición N. 52. de las Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias, publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2016.
365. Lineamiento 31 de los Lineamientos. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
366. Período de Obligación: Período comprendido entre el 1 de enero y 31 de diciembre de cada año (Disposición N. 7 del ANEXO ÚNICO. Modificación y adición de las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, publicado en el DOF el 23 de enero de 2018).
367. Las Obligaciones mensuales son creadas por el consumo de energía eléctrica durante el mes con la información disponible al cierre del mismo. En las liquidaciones provisionales mensuales, el Participante Obligado informará sobre: (i) Su estimación de consumo del mes; (ii) Las Obligaciones que desea cubrir por el mes que corresponde; (iii) Las Obligaciones diferidas que aún no cumplen el plazo máximo de dos años y desea liquidar en ese mes. Con esta información, DECLARACEL calculará y presentará, de manera informativa, las Obligaciones acumuladas durante el Período de Obligación corriente y el número de CEL que representan el saldo de Obligaciones Diferidas. Al momento de hacer la declaración mensual, DECLARACEL presentará el saldo actualizado de las Obligaciones Diferidas de períodos anteriores aplicando a cada mes una tasa anual de 5 por ciento. En caso de que el Participante Obligado no presente su Declaración Provisional Mensual, el S-CEL completará de manera automática en ceros la Liquidación de CEL de ese mes. Los Participantes Obligados no podrán liquidar en el DECLARACEL provisional mensual, una cantidad mayor de las Obligaciones generadas hasta esa fecha (Disposiciones N. 47 y 50 de las Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias, publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2016 y sus modificaciones mediante el ANEXO ÚNICO. Modificación y adición de las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, publicado en el DOF el 23 de enero de 2018).

y evitar así un desbalance en sus operaciones financieras y reduciendo el riesgo de crédito en las operaciones involucradas en el MEM.[368] La liquidación anual permite el cumplimiento de las Obligaciones establecidas para el año que corresponda. [369]

A más tardar el 15 de mayo de cada año, los Participantes Obligados deberán presentar la declaración anual con base en las mediciones y facturaciones del CENACE. Esto implica que los CEL generados durante el primer cuatrimestre del año inmediato posterior al año de obligación pueden ser utilizados para cubrir el requerimiento del Período de Obligación.

Si bien el cumplimiento de las obligaciones de CEL recae sobre los Participantes Obligados mediante la declaración anual, la regulación prevé que las obligaciones se calculen con base en los datos de medición de consumo de energía eléctrica reportados por el CENACE al S-CEL.[370] Sin embargo, el módulo de cálculo de las obligaciones del S-CEL sigue en desarrollo, por lo que actualmente los Participantes Obligados deben ingresar manualmente al S-CEL la información de sus consumos para el cálculo de las obligaciones de CEL, y estos datos pueden no coincidir con los consumos de energía liquidados en el MEM y que deberían ser reportados por el CENACE directamente a la CRE mediante el S-CEL. De esta forma, al no coincidir los datos que ingresan manualmente los Participantes Obligados con los del CENACE, podrían estar incumpliendo sus obligaciones de manera involuntaria. Esto les podría generar sanciones por incumplimiento de sus obligaciones de CEL.

RECOMENDACIONES

45. Elaborar el informe que permita conocer la cantidad de CEL vigentes que no hayan sido liquidados de manera mensual, conforme al numeral 21 de los Lineamientos. **[CRE]**
46. Evaluar la pertinencia de establecer condiciones de vigencia de los CEL para que estos se encuentren limitados a cierto número de Períodos de Obligación. **[CRE]**
47. Implementar el módulo de cálculo de las obligaciones del S-CEL, para habilitar la obtención de información precisa y de fuentes oficiales como las liquidaciones en el MEM de CENACE, con el fin de brindar certidumbre a los Participantes Obligados sobre el monto exacto de las obligaciones anuales a cumplir. **[CRE]**
48. Continuar con las mejoras al S-CEL y su actualización periódica. **[CRE]**

III. Falta de aplicación de sanciones por incumplimiento de las obligaciones.

Para asegurar el cumplimiento de las obligaciones establecidas por la SENER en materia de consumo total de energía limpia, la normativa contempla multas por incumplimiento.[371] Aún así, el pago de las sanciones impuestas no exime al participante obligado de cumplir con la adquisición de los CEL para el período correspondiente.[372] Las sanciones son fundamentales para que los Participantes Obligados tengan incentivos para realizar la compra de CEL y de esta forma el mercado funcione.

Ya vencidos los períodos de obligación de 2018 y 2019, a la fecha de elaboración del presente documento, la CRE no ha impuesto ninguna sanción por incumplimiento, ni ha comunicado a los integrantes de la industria eléctrica su cumplimiento, privándolos de información indispensable

368. Considerando Vigésimo Primero de las Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias, publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2016.
369. Disposición N. 47. de las Disposiciones administrativas de carácter general para el funcionamiento del sistema de gestión de certificados y cumplimiento de obligaciones de energías limpias, publicadas en el DOF el 30 de marzo de 2016.
370. Los datos de medición de consumo de energía eléctrica utilizados en las liquidaciones y reliquidaciones reportados por el CENACE al S-CEL serán la base para el cálculo de las Obligaciones en materia de Energías Limpias para los Usuarios Calificados Participantes del Mercado, para los Suministradores Calificados y para los Suministradores de Último Recurso. Los datos de medición de consumo de energía eléctrica reportados por el Distribuidor al S-CEL, serán la base para el cálculo de las Obligaciones en materia de Energías Limpias para el Suministrador de Servicios Básicos y para los CIL que no se suministren en su totalidad por Energías Limpias. En el caso de Abasto Aislado interconectado al SEN, los datos de medición vinculante serán aquellos reportados por el CENACE al S-CEL, obtenidos del medidor de cada Central Eléctrica y del medidor de cada Centro de Carga, mismos que representarán la totalidad de la energía eléctrica que se produzca y consuma (Disposición N. 32B del ANEXO ÚNICO. Modificación y adición de las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias, publicado en el DOF el 23 de enero de 2018).
371. Artículo165, fracción IV, inciso c)de la LIE.
372. Criterio Tercero de los Criterios para la imposición de sanciones que deriven del incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias, publicados en el DOF el 27 de abril de 2016.

para asegurar un correcto funcionamiento del mercado de CEL. La falta de aplicación de sanciones inhibe *de facto*, el funcionamiento del mercado de CEL y principal mecanismo de fomento para la instalación de nuevas centrales de energías limpias, desincentivando la compra de estos certificados.

RECOMENDACIÓN

49. Publicar el nivel de cumplimiento de requisitos de CEL de los Participantes Obligados para cada período de obligación, y en su caso, aplicar las sanciones previstas en el marco regulatorio por el incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias, e informar a los integrantes de la industria eléctrica sobre la aplicación de dichas sanciones con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado de CEL. **[CRE]**

7. Resultados del mecanismo de CEL

Esta sección presenta un análisis del cumplimiento de las obligaciones de CEL a nivel SEN, por parte de CFE SSB, y el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, primero, bajo el supuesto de que todos los proyectos de generación de energía limpia contemplados en publicaciones oficiales (descritos en el siguiente Anexo 3) se llevan a cabo en tiempo y forma (escenario A) y después al modelar cierto retraso en la entrada en operación de diversos proyectos derivado de las distintas consideraciones del contexto actual del sector eléctrico abordadas a lo largo del presente informe —como retrasos en el otorgamiento de permisos o falta de capacidad de interconexión en algunas regiones—, las cuales impactan principalmente las fechas de entrada en operación y la viabilidad de implementación de algunos proyectos en el período señalado (escenario B), incluso sin considerar los impactos adicionales de la Reforma a la LIE. Además, se analiza el impacto que tendría la entrada en vigor de las Modificaciones a los Lineamientos descritas previamente sobre el cumplimiento de los requisitos de CEL.

Derivado de este modelo es posible concluir que: (i) en los próximos años podrían presentarse incumplimientos en los requisitos de CEL como consecuencia de una menor capacidad de generación limpia que la que se requiere para generar la oferta necesaria de estos; (ii) bajo ninguno de estos dos escenarios se cumpliría con las Metas de Energía Limpia establecidas en la LGCC y la LTE. Vale resaltar que esta situación sería más pronunciada con la Reforma a la LIE.

I. Descripción del análisis realizado.[373]

A continuación se analiza el mercado de CEL para el período de 2018 (año en que el mecanismo inició su operación) a 2024 (año de referencia a efectos de las metas de energía limpia), con el propósito de estimar el nivel de cumplimiento de los objetivos y obligaciones establecidos por la regulación vigente. Ambos escenarios parten de la información proporcionada en el PIIRCE 2019-2033. Las diferencias entre los escenarios son las siguientes:

- El **escenario A "esperado" c**onsidera cuál sería el nivel de cumplimiento de las metas de energías limpias y de las obligaciones de CEL, con la suposición de que todos los proyectos de generación de energía limpia contemplados en la planeación oficial se llevaran a cabo en tiempo y forma.
- El **escenario B "realista"** utiliza los datos disponibles de capacidad instalada, generación y fechas de entrada en operación para 2018-2019, y realiza una proyección para el período 2020-2024 haciendo ajustes a la entrada en operación y viabilidad de implementación de algunos proyectos en el período señalado.

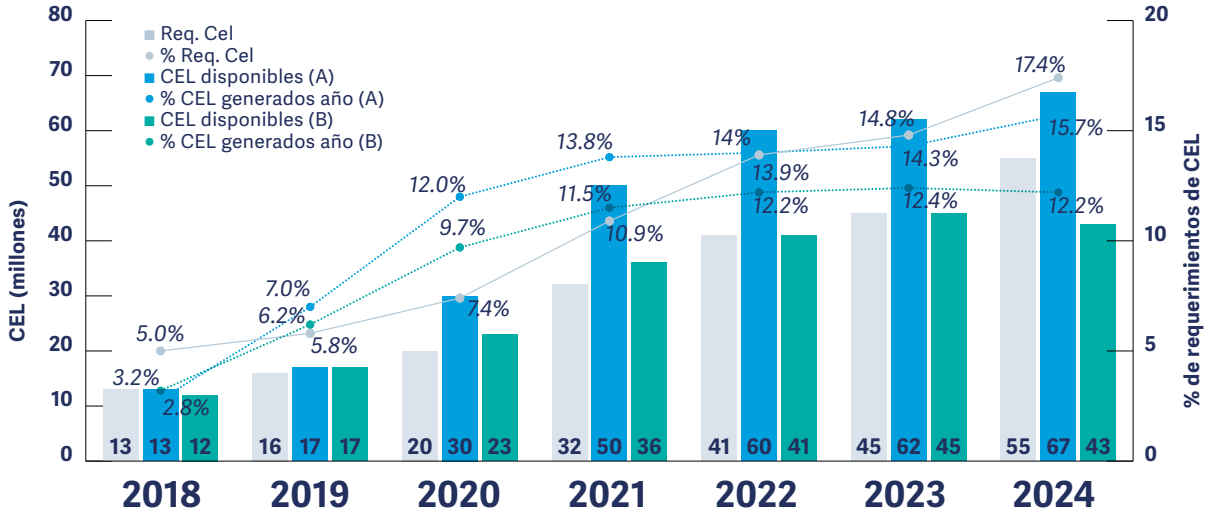
373. En el Anexo 3 se describe la metodología seguida para la selección y aplicación de las diferentes consideraciones y parámetros de ambos escenarios, así como las hipótesis consideradas en cada uno.

En ambos escenarios se plantea la posibilidad de utilizar los CEL generados en los primeros cuatro meses de cada año, que corresponden con la fecha límite para realizar su liquidación ante la CRE y la posibilidad de diferir sus obligaciones al siguiente año en dado caso de que no se hubieran alcanzado sus obligaciones. Asimismo, como la SENER ha omitido señalar el porcentaje de obligación de cumplimiento para 2023 y 2024, se realizó un cálculo para establecer los porcentajes de cumplimiento para dichos años tomando en cuenta la meta de cumplimiento del 35% establecido en la LGCC y la LTE. De esta forma, se estimaron los requisitos de CEL de 14.8% para 2023 y 17.4% para 2024.

II. Cumplimiento de las obligaciones de CEL a nivel sistema.

El primer análisis realizado es la revisión del cumplimiento de los requisitos de CEL a nivel sistema, considerando la oferta y la demanda total de CEL. A continuación, se presentan las gráficas con los resultados obtenidos en los dos escenarios.

Gráfica 22. Cumplimiento de requisitos de CEL por escenario.



Fuente: Elaboración propia.
Donde:
Req. CEL: corresponden al volumen de CEL necesarios para dar cumplimiento al requisito anual de CEL.
% Req. CEL: corresponde al porcentaje (%) de requisito de CEL de cada escenario, de acuerdo con lo establecido por SENER para el periodo 2018 a 2022 y a las estimaciones realizadas para el periodo 2023-2024.
CEL disponibles: corresponden al volumen de CEL disponibles para el cumplimiento de la obligación anual en cada escenario (A y B), incluyendo la aplicación de los mecanismos de diferimiento y liquidación contemplados en la regulación.[374]
% CEL: corresponden al porcentaje (%) de los CEL generados en el año con respecto al requisito anual de CEL (sin tener en cuenta ni diferimientos, ni incumplimientos ni los CEL generados en el año anterior).

En el Escenario A el nivel de cumplimiento de CEL es alto de 2019 a 2022, si se cuenta con la disponibilidad de CEL necesarios para cubrir la obligación anual, ya que se generarían 46.7 millones de CEL[375] por encima de los necesarios, que pueden utilizase en los años posteriores, en los que la disponibilidad de CEL sería inferior a los requisitos. Cabe resaltar que el cumplimiento de obligaciones de CEL sería posible a través del uso, en cada período de obligación, de los mecanismos de diferimiento y liquidación de CEL de los siguientes años.[376] En el Escenario B, para los años 2018 y 2019, el nivel de cumplimiento de las obligaciones está en el orden del 89% y 100% respectivamente, utilizando los CEL generados en los primeros cuatro meses del año siguiente.

374. CEL generados en el período de obligación menos los CEL generados en los primeros 4 meses del año inmediato anterior (considerando que la liquidación anual de cada período de obligación es hasta el 15 de mayo), más los CEL generados en los primeros 4 meses del año inmediato siguiente, en caso de requerirse para cumplir con el requisito anual establecido (numeral 51, RES/174/2016 Disposiciones Administrativas de Carácter general para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias), incluyendo el correspondiente incremento del 5% anual en caso de diferimientos (Lineamiento 25 de los Lineamientos).
375. No considera la eventual aplicación del Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados en el Diario Oficial de la Federación el 31 de octubre de 2014 (Modificación a los Lineamientos), publicado en el DOF el 28 de octubre de 2019, mediante el cual se acreditarían alrededor de 47.5 millones de CEL adicionales al año.
376. Posibilidad de acumular los CEL no utilizados en el período de cumplimiento, para su uso futuro, ya que los CEL no tienen vigencia/caducidad, y de utilizar CEL de los primeros meses del año siguiente para cumplimiento de la obligación del año inmediato anterior.

Como se puede apreciar, en ambos escenarios, si sólo se consideraran los CEL generados de enero a diciembre de cada año, el nivel de cumplimiento de la obligación anual estaría por debajo del requerimiento prácticamente en todos los años. Por lo que resulta evidente la dependencia del uso de los mecanismos de diferimiento y liquidación de CEL para poder dar cumplimiento a los requisitos anuales.

Además, en el Escenario B también se puede apreciar un déficit de CEL en 2018, derivado principalmente de dos factores:

- Las fechas de entrada en operación comercial de los proyectos ganadores de la subasta de largo plazo de 2018, mediante los cuales se contrataron 5.6 millones de CEL. Estos proyectos iniciaban operaciones en promedio a partir de julio de 2018, por lo que la generación de CEL contratados para 2018, tiene lugar solamente durante la mitad del año.
- Los proyectos adjudicatarios de la subasta de largo plazo de 2015 estaban, en una gran cantidad de casos, en una fase muy incipiente de desarrollo y han sufrido retrasos en la fecha de entrada en operación comprometida,[377] incluso algunos de esos proyectos a la fecha no se han construido.

De lo anterior, al observar las líneas de %Req. CEL y %CEL generados año (A) es posible concluir que a partir de 2022 se iniciaría una tendencia de déficit de generación de CEL, que podría llevar a un incumplimiento de las obligaciones de CEL a partir de 2024. Por lo tanto, es importante revertir esta tendencia mediante el fomento a la instalación de nuevas centrales de generación de energía limpia que puedan entrar en operación de 2021 en adelante.

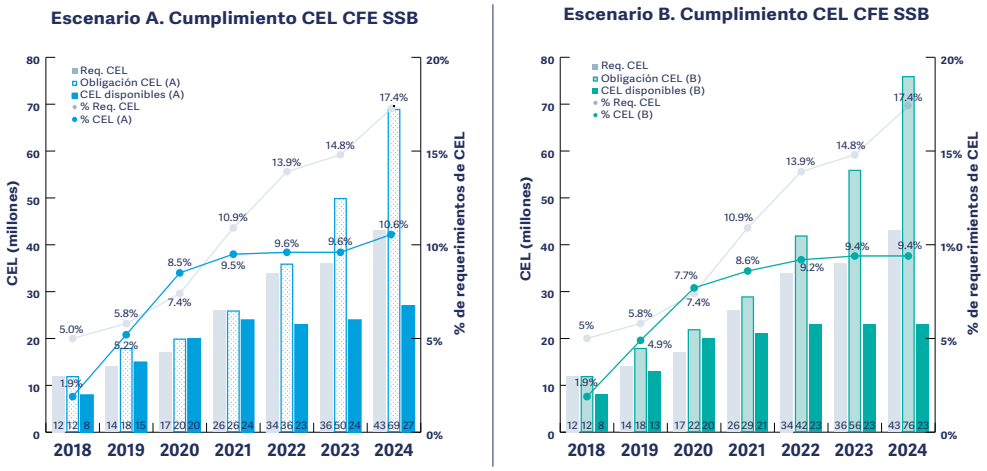
III. Cumplimiento de las obligaciones de CEL de CFE SSB.

El segundo análisis realizado corresponde a la revisión del cumplimiento de los requisitos de CEL de CFE SSB al considerar, entre otros, la suspensión de las SLP por parte de SENER. Si se considera que CFE SSB suministra más del 81% del consumo de electricidad de México,[378] el cumplimiento del requerimiento de CEL por parte de CFE SSB es uno de los aspectos clave en el cumplimiento de las metas de energía limpia del país.

Con base en las proyecciones de demanda estimadas para CFE SSB,[379] así como en los porcentajes de requerimiento de CEL establecidos por SENER para el período 2018-2022 y los estimados para 2023 y 2024, se calcularon los volúmenes de CEL para cada escenario que deberían ser cubiertos por CFE SSB de forma anual hasta 2024. A continuación, se presenta una estimación del volumen de CEL de CFE SSB a futuro para los dos escenarios:

377. Ver Gráfica 21.
378. De acuerdo a los resultados del Mercado para el Balance de Potencia, CFE SSB es responsable de la adquisición de 43,117 MW, del total de 50,119 MW de demanda del SEN. Fuente: Capacidad Demandada y Requisito Anual de Potencia, Mercado para el Balance de Potencia 2020, Año de producción 2019.
379. En el Anexo 3 se describen las consideraciones realizadas para la estimación de la demanda de CFE SSB en el período de análisis.

Gráfica 23. Escenarios de cumplimiento de CEL de CFE SSB.



Fuente: Elaboración propia (Modelo de CEL).

En las gráficas anteriores, las barras rayadas de cada uno de los escenarios corresponden a las obligaciones de CEL[380] de cada año y las barras de color azul claro y oscuro a los CEL disponibles para cumplimiento de la obligación anual, a partir de lo cual se puede determinar la diferencia en cada año.

Como se puede apreciar, en cualquiera de los escenarios CFE SSB presentaría un déficit superior al 25% de diferimiento permitido aun utilizando los CEL generados en el primer cuatrimestre del año inmediato siguiente y recurriendo al diferimiento de obligaciones[381] para prácticamente todos los períodos de obligación.[382] Específicamente para los años 2018, 2022, 2023 y 2024 en el Escenario A y para todos los años excepto el 2020 en el Escenario B. Esto implicaría que CFE SSB incurriera en incumplimiento y, por lo tanto, en el pago de penalizaciones.

En este sentido es importante señalar que el 2018 presenta una situación especial ya que, como se ha comentado, corresponde al primer año de operación previsto para los proyectos de la subasta de largo plazo 2015, la cual fue incorrectamente dimensionada ya que, aunque se contrataron 5.4 millones de CEL al año, la fecha de operación comercial estándar de dicha subasta era el 28 de marzo de 2018, cuando pudo ofertarse una fecha de operación en un rango de 6 meses antes o después de dicha fecha. Al respecto, la entrada en operación promedio de estos proyectos fue julio de 2018, es decir, no se lograron generar los 5.4 millones de CEL previstos para 2018 derivado del retraso en la fecha de entrada en operación de los proyectos. Lo anterior supuso que los CEL que CFE SSB podía adquirir para el 2018 a través de esa subasta, eran una cantidad muy inferior a la cantidad contratada anual. Un problema adicional de la subasta de largo plazo 2015 ha sido el retraso generalizado de las fechas de operación comercial,[383] consecuencia principalmente de haberse adjudicado la subasta a proyectos en una fase de desarrollo muy inicial, ya que la subasta se convocó dando poco margen de preparación para los participantes.

Para cubrir el déficit de CEL, CFE SSB requerirá de instrumentos que le permitan contratar grandes volúmenes de energía y CEL. Aun cuando tenga la posibilidad de acudir al Mercado de CEL, este probablemente no tendría el volumen suficiente para cubrir los requerimientos de CFE SSB, además de que CFE SBB incurriría en penalizaciones por no tener cubierto el porcentaje mínimo de CCE que respalde su demanda como se ha explicado en el capítulo 5.

380. La diferencia entre obligaciones CEL y requisitos CEL radica en que las obligaciones son los requisitos CEL de ese año más el diferimiento de las obligaciones en años posteriores; mientras que los requisitos CEL únicamente corresponden a la obligación por consumo final de ese año, sin tomar en cuenta el diferimiento de obligaciones de años anteriores.
381. Con el límite del 25% anual por un máximo de 2 años, dado que el mecanismo de flexibilidad provisto en la LTE no aplicaría para 2018- 2019.
382. Sólo no habría diferimiento de CEL en el Escenario A en el 2020.
383. El 75% de los proyectos se encuentran en operación y 25% en construcción. Asolmex.

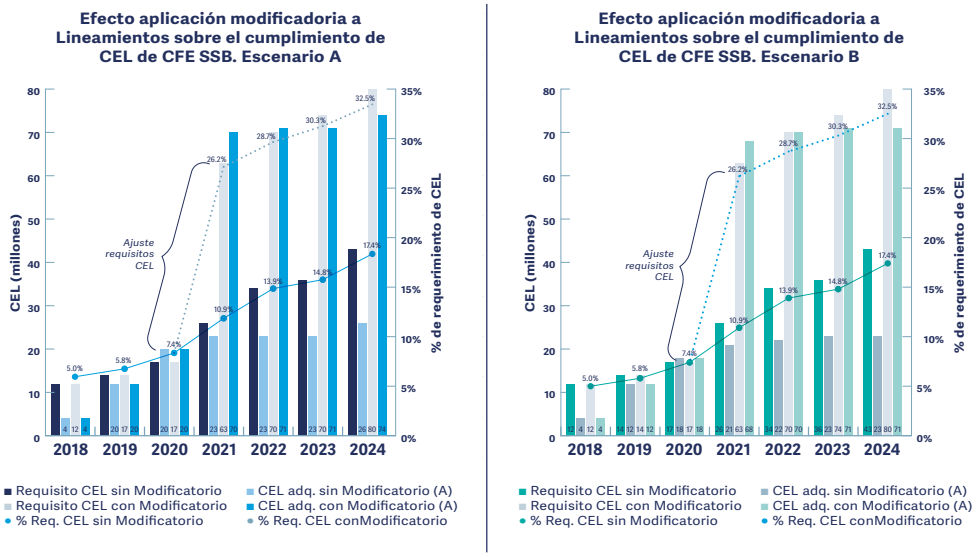
En este contexto, únicamente a través de la reactivación de las subastas de largo plazo CFE SSB podría cubrir el volumen de CEL requerido, [384] y evitar así la aplicación de las penalizaciones definidas por la CRE. La Modificación a los Lineamientos por el cual se otorgan CEL a las Centrales Eléctricas Legadas a CFE permitiría a CFE SSB cumplir sus obligaciones de CEL (como se muestra en el apartado siguiente); no obstante, distorsionaría el objetivo del mecanismo de CEL.

1. Modificación a los Lineamientos.

Como se mencionó, la Modificación a los Lineamientos permite que las Centrales Eléctricas Legadas de CFE obtengan CEL, independientemente de que hubieran entrado en operación antes del 12 de agosto de 2014, fecha de entrada en vigor de la LIE. Lo anterior, si bien podría permitir a CFE SSB cumplir con los requisitos actualmente vigentes, omite que, en caso de otorgarse CEL a dichas Centrales Eléctricas Legadas, deberían recalcularse los requisitos anuales de CEL ya que la necesidad de generación limpia (cantidad de CEL necesarios) se fija restando al objetivo de generación limpia de cada año la generación limpia sin CEL.

En la siguiente gráfica se muestra una estimación de cómo deberían cambiar los requisitos en caso de aplicación de la Modificación a los Lineamientos. Además, muestra que su aplicación implicaría un incremento en la cantidad anual de CEL adquiridos por CFE SSB en 47.5 millones de CEL, que son los CEL que se estima se otorgarían a las Centrales Eléctricas Legadas cada año.

Gráfica 24. Efecto aplicación modificatorio a Lineamientos sobre el cumplimiento de CEL de CFE SSB.



Fuente: Elaboración propia (Modelo de CEL).

De acuerdo con la gráfica anterior, en el supuesto de la aplicación de la Modificación a los Lineamientos a partir de 2021, CFE SSB seguiría sin adquirir suficientes CEL en 2023 y 2024, pero podría cumplir con los requisitos aplicando los mecanismos de flexibilidad, como el diferimiento de obligaciones para años posteriores.

384. Como parte de la nueva política energética en electricidad, la nueva administración ha establecido que CFE SSB pueda celebrar CCE en las mismas condiciones que el resto de los participantes del mercado, así como insta a priorizar el uso de la generación de las EPS para abastecer al SB. De esta nueva política se deduce que CFE SSB podría buscar establecer contratos directamente con los generadores; escenario que no está establecido en el actual marco regulatorio.

No obstante, aunque la Modificación a los Lineamientos permitiría a CFE SSB el cumplimiento de sus requisitos de CEL, no tendría efecto alguno sobre el nivel de cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, ya que la generación limpia en el sistema sería la misma. Tal como lo muestran las barras Requisito CEL con Modificatorio (gris claro en ambos escenarios) y Requisito CEL sin Modificatorio (gris oscuro en ambos escenarios) contra las líneas %Req. CEL con Modificatorio y %Req. CEL sin Modificatorio, debería de realizarse un ajuste a los requisitos de CEL, de lo contrario, existiría una sobreoferta de CEL y, lo que permitiría cumplir el requisito de manera artificial (a través de esta oferta adicional de CEL que no corresponde a un incremento de la capacidad de generación), sin que se contribuya al cumplimiento de las Metas de Generación de Energía Limpia.

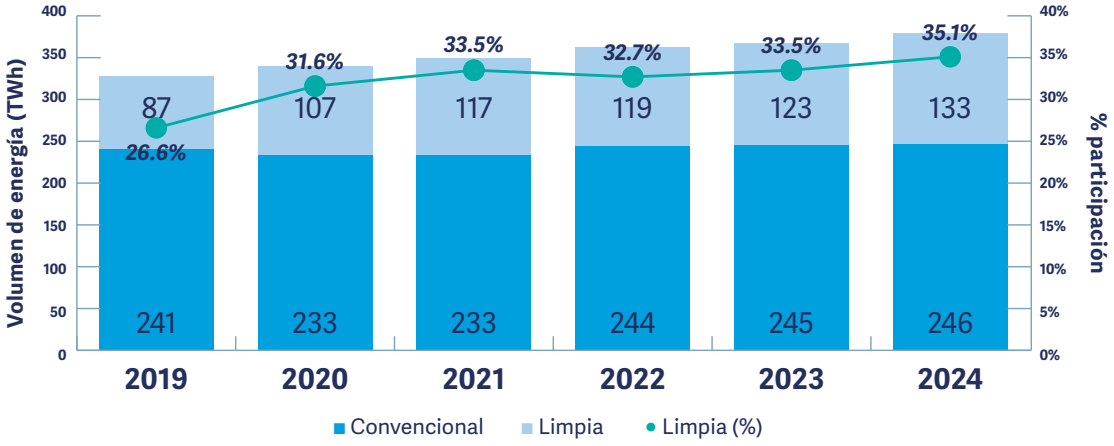
IV. Cumplimiento de Metas de Energía Limpia.

Al momento no existe un informe oficial sobre el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia conforme a la normativa aplicable, por lo que el modelo construido pretende también hacer una estimación al respecto.

En cuanto al cumplimiento de las Metas de Energía Limpia a las cuales se comprometió México mediante la LGCC y la LTE, el modelo muestra que al cierre de 2018 la capacidad instalada del SEN fue de alrededor de 70 GW, de los cuales 23.3 GW corresponden a tecnologías de generación de energía limpia, y que a su vez representan el 23.2% de la generación al cierre de ese mismo año.[385]

El PRODESEN 2019-2033 establecía de forma indicativa que en 2024 el SEN tendrá una capacidad de 105 GW, de los cuales el 40% debe ser capacidad limpia (42.5 GW) con el objetivo de dar cumplimiento a la meta del 35% de generación limpia. En esta línea, se presentaba la senda estimada de generación hasta 2024 como la que se puede observar en la Gráfica 25.

Gráfica 25. Proyecciones de participación de Energía Limpia en el SEN, PRODESEN 2019-2033.



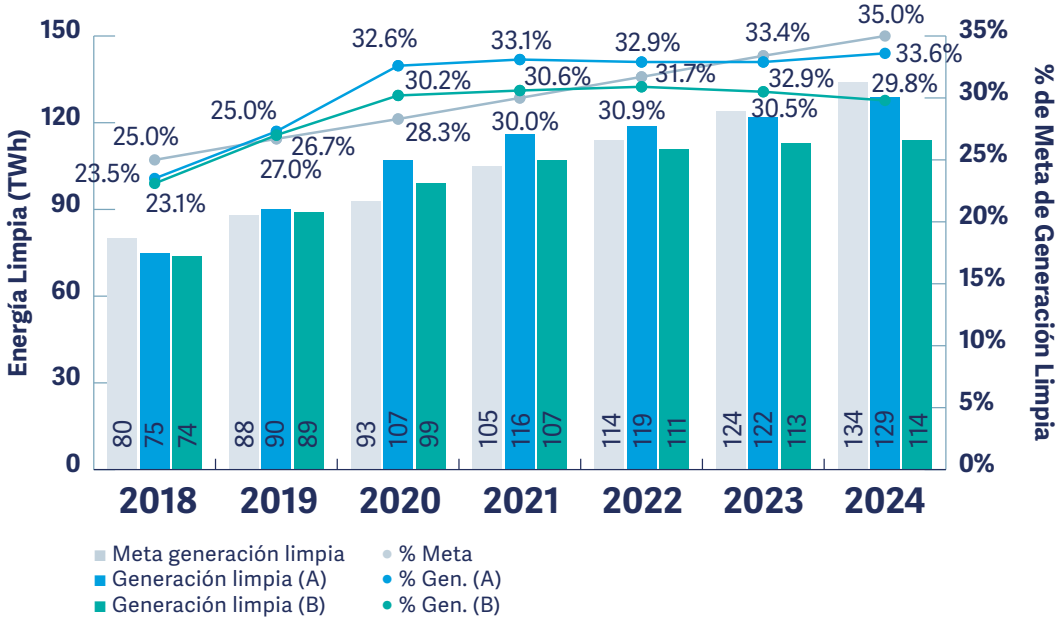
Fuente: PRODESEN 2019–2033.

De esta forma, para cumplir con esa senda y con la meta para 2024, el PRODESEN proyectaba que se deberían sumar 19.2 GW de capacidad de generación de energía limpia en todo el período considerado (2020-2024), siendo predominantes la capacidad fotovoltaica (9.8 GW), seguido de capacidad eólica (7.2 GW) y finalmente de cogeneración eficiente (1.6 GW). De estos, 4.3 GW corresponden a proyectos de la CFE.

385. Fuente: SENER, PRODESEN 2019-2033.

No obstante, como resultado de las consideraciones realizadas a los proyectos del Escenario A y el análisis realizado para el Escenario B, se obtiene que la adición de nuevos proyectos de generación limpia en cualquiera de los escenarios no sería suficiente para atender las Metas de Energías Limpias (ver Gráfica 26).

Gráfica 26. Cumplimiento de metas de generación de Energía Limpia.



Fuente: Elaboración propia (Modelo de CEL).

Como se puede observar en la gráfica anterior, si bien en 2021 se estarían cumpliendo las Metas de Energía Limpia (30% de energía limpia), la ralentización de la inversión en energías limpias, y en particular de energía renovable, durante los años siguientes (ocasionada principalmente por la suspensión del mecanismo de subastas de largo plazo y los cambios en el marco regulatorio y las condiciones del mercado eléctrico, descritas a lo largo del informe), implica que en 2024 se alcanzaría únicamente el 33.6% en el Escenario A y el 29.8% en el Escenario B, frente a la meta de alcanzar el 35% de generación limpia. Es decir, el déficit de energía limpia en 2024 para el Escenario B equivaldría a alrededor de 6,700 MW de energía eólica o bien 8,300 MW de energía solar fotovoltaica.[386] De manera que esto implicaría que, para cerrar la brecha sería necesario dedicar inversión pública suficiente para desarrollar capacidad de generación limpia equivalente a este faltante.

De esta forma, con base en el análisis realizado que únicamente considera lo relativo a la generación de electricidad, puede concluirse que México no cumplirá con la meta comprometida de generación limpia para 2024. Esto implica que, para que México pueda alcanzar sus compromisos internacionales y nacionales en materia de energía limpia, es necesario aprobar y permitir el desarrollo de nuevos proyectos de generación de electricidad con base en estas fuentes.

Al respecto, en este modelo el escenario A está construido a partir de datos públicos sobre registros de proyectos de generación, centrales en operación, proyectos adjudicados durante las SLP y centrales de la CFE que reciben CEL;[387] no obstante, el escenario B requirió la construcción de una proyección sobre el estado de los proyectos registrados, es decir, tomando en cuenta

386. Factores de planta utilizados: 34% tecnología eólica, 27% tecnología solar.
387. En específico, las fuentes del escenario A, como se explica en el Anexo de 3 de este documento son: SENER: PRODESEN 2018-2032: Centrales en operación a 31 de diciembre de 2017; PRODESEN 2019-2033: (i) Principales Centrales en operación a 31 de diciembre de 2019; (ii) PIIRCE; (iii) CENACE: Listados de proyectos adjudicados en las Subastas de Largo Plazo de 2015, 2016 y 2017; Listado de proyectos puestos en operación en 2018 y 2019; (iv) CFE: Centrales con CEL de CFE; y (v) ASOLMEX: Listado de proyectos en operación.

retrasos en la ejecución de proyectos o cancelaciones con base en distintas consideraciones derivadas del contexto actual de la industria eléctrica.[388] En este sentido sería valioso contar con datos públicos actualizados sobre el registro y estado de los permisos de generación con base en fuentes renovables que permitan la elaboración de más evaluaciones sobre el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia publicadas por la SENER. Más aún, no existe un informe o reporte de la SENER sobre el cumplimiento de las Metas, por lo que es imposible conocer de manera oficial los resultados de la efectividad de los mecanismos diseñados para lograrlas y de su implementación.

RECOMENDACIONES

50. Publicar un registro y el estado de los permisos de generación con base en fuentes renovables para permitir la evaluación del cumplimiento de las metas publicadas por la SENER. **[CRE]**
51. Elaborar un informe sobre el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, tanto de forma general como de forma desagregada por zonas. **[SENER]**

CONCLUSIONES

Uno de los objetivos principales de la transición energética es la reducción de los costos sociales de generación de electricidad al sustituir las fuentes convencionales de generación de energía eléctrica por recursos limpios y con costo de combustible cero como el sol y el viento, que son menos dañinos para el medio ambiente. Para lo anterior, los CEL motivan la instalación y operación de un mayor número de centrales de energía limpias al funcionar como un mecanismo de para mitigar los efectos negativos de la generación de electricidad con tecnologías contaminantes.

Con el fin de promover la transición energética y cumplir con los objetivos internacionales adquiridos por México de reducción en la emisión de GEI, la LIE en conjunto con la LTE establecieron un mercado de CEL, que tiene como objetivo reducir el costo social de transitar de fuentes convencionales contaminantes hacia fuentes limpias, facilitar la inversión en proyectos de generación a través de fuentes limpias y fomentar la demanda de certificados por medio del establecimiento de porcentajes de cumplimiento del consumo de energía eléctrica de los Participantes Obligados, determinados por la SENER y los compromisos internacionales adoptados por el Estado mexicano.

Como se ha mencionado a lo largo del presente documento, la competencia en los eslabones de generación y comercialización es uno de los ejes considerados en el marco normativo que se encontraba vigente previo a la Reforma a la LIE para promover la eficiencia de la industria eléctrica. Por el lado de la generación, la competencia, motiva la instalación de proyectos más eficientes en costos a través del mecanismo de despacho económico (tomar primero la electricidad de las centrales con menores costos). Por el lado del suministro, la competencia promueve tarifas lo más bajas posibles a los usuarios lo que a su vez motiva la generación eficiente. Para que efectivamente pueda haber competencia en estos mercados, y por lo tanto, el mecanismo de CEL pueda cumplir su objetivo, este documento resalta la importancia de: (i) respetar el despacho económico considerado en la normativa; (ii) respetar las reglas de acceso abierto y no dis-

388. Como se detalla en el Anexo 1 de este documento, para el escenario B se consideró lo siguiente: (i) Proyectos con CIL: derivado de los cambios regulatorios ocurridos en junio 2020, se han considerado únicamente aquellos proyectos en construcción o que han conseguido financiación; (ii) Proyectos de CFE: de acuerdo con los planes de reforzamiento de infraestructura de generación eléctrica de CFE , se ha considerado que CFE sólo llevará a cabo algunos proyectos de repotenciación, pero ningún proyecto nuevo de gran escala. De esta forma, de los cerca de 4,200 MW de capacidad de energía limpia de CFE considerados en el Escenario A, sólo consideran 267 MW; (iii) Proyectos de inversión privada en esquema de Generación (bajo el amparo de la LIE): los proyectos del Escenario A han sido sujetos a un proceso de selección mediante un análisis de business intelligence con el objetivo de determinar su madurez y probabilidad de ejecución hasta el 2024; (iv) Fuentes de información adicionales: para la elaboración del listado de proyectos considerados en el escenario B, se han utilizado las siguientes fuentes de información: a) CRE: Centrales inscritas en el S-CEL y CEL otorgados hasta abril 2020 y Listado de Centrales de Cogeneración Eficiente; b) Cogenera – Listado de Centrales de Cogeneración Eficiente .

criminatorio a las redes de transmisión y distribución propiedad de la CFE; (iii) vigilar la estricta separación vertical de la CFE en la cadena de valor de la energía eléctrica y horizontal en el eslabón de generación; (iv) asegurar un marco institucional fuerte e independiente que garantice el cumplimiento de estas premisas; y (v) dar continuidad a lo establecido en la LIE, incluyendo la operación del mercado y realizando las publicaciones pendientes.

En específico, para que el mercado de CEL funcione en condiciones de competencia es necesario asegurar cuatro principios básicos. Primero, por el lado de la demanda de CEL, garantizar competencia en el eslabón de comercialización para que cada vez compitan más agentes económicos; esto aumentaría el número de sujetos obligados al cumplimiento de CEL, y redistribuiría las obligaciones de CEL entre más participantes del mercado, hoy concentradas en el principal suministrador, CFE SSB. Segundo, por el lado de la oferta, garantizar competencia en generación de electricidad, lo que fomenta la instalación de más centrales con derecho a recibir estos certificados, e incrementar así el número de CEL ofrecidos en el mercado. Tercero, en cuanto a la comercialización, es necesario asegurar la implementación de los mecanismos previstos en la normativa para el intercambio de CEL, en especial operar el mercado de corto plazo y retomar las subastas de largo plazo. Finalmente, en cuanto al monitoreo, es necesario aplicar efectivamente los mecanismos de vigilancia y sanción previstos en la norma para que los Participantes Obligados tengan los incentivos suficientes para la compra de CEL y cumplimiento de sus obligaciones en materia de energías limpias.

Respecto a la demanda de CEL, el documento destaca tres hallazgos importantes. El primero es la falta de obligatoriedad, el umbral establecido y el procedimiento para migrar al MEM como UC. De esta forma se reducen los Participantes Obligados que podrían participar en el nuevo marco normativo como UC y por ende el número de agentes económicos sujetos al cumplimiento de CEL, lo que favorecería una menor concentración de las obligaciones de CEL. Un segundo aspecto es la falta de transparencia y cambios en la metodología de cálculo de las tarifas finales de CFE SSB; el hecho de que no se haya establecido una metodología de cálculo definitiva para dichas tarifas, dificulta a los distintos participantes del mercado o posibles participantes realizar estimaciones reales sobre sus ingresos y por ende la rentabilidad de sus proyectos; por último, la regulación bajo la que operan los permisos establecidos bajo el amparo de la LSPEE (p.e. siempre pueden entregar su energía eléctrica al sistema) podría otorgarles ciertas ventajas competitivas en comparación los generadores que operan bajo la LIE, esto reduce la posibilidad de los suministradores calificados de ofrecerles mejores condiciones de compra, y desmotiva a los centros de carga que son parte de una sociedad de autoabastecimiento a migrar como UC al mercado .

En cuanto a la oferta de CEL, en primer lugar, esta podría verse seriamente afectada por el cambio en los criterios para otorgar CEL a las centrales eléctricas que entraron en operación antes de 2014 y la Reforma a la LIE, que multiplicarían la oferta de CEL y eliminan la funcionalidad del mecanismo. También la CRE tiene pendientes de aprobación 91 solicitudes de permisos de generación, en su mayoría de proyecto de generación limpia, lo que inhibe la oferta de CEL.

Otro aspecto relevante para la oferta de CEL es la falta de inversión en las RGD y la RGT que provoca saturación y por lo tanto diferenciales de precios, ya sea a la baja, por un exceso de generación en cierta zona, o al alza por una falta de generación para satisfacer la demanda en una ubicación determinada; esto, además, limita la interconexión de proyectos de generación de electricidad a través de fuentes limpias que pudieran satisfacer dicha demanda. Como último factor se considera la publicación de la Política de Confiabilidad, esto debido a que buscaba introducir cambios normativos en el proceso de interconexión al SEN y a las Reglas del Mercado, lo que hubiera tenido los siguientes efectos en materia de competencia: (i) comprometer

el acceso abierto y no indebidamente discriminatorio al SEN, lo que *de facto* elimina la posibilidad de competir en igualdad de oportunidades en el mercado de generación; y (ii) comprometer el despacho económico, lo que también eliminaría la competencia en precios de generación de electricidad.

En cuanto a la comercialización, la normativa establece diversos mecanismos para realizar compraventa de CEL. Al respecto, este documento destaca que dos de los tres mecanismos de comercialización no operan actualmente. Primero, no se ha celebrado el mercado de corto plazo, lo que impide la formación de una señal de precio del CEL y limita la liquidez del mercado. Segundo, las subastas de largo plazo, que han sido canceladas, eran el principal mecanismo que se encontraba en operación por el cual los Participantes Obligados realizaban sus compras de CEL; su cancelación podría generar los siguientes efectos: (i) disminución de la inversión directa en el país; (ii) incremento en el subsidio a las Tarifas finales de Suministro Básico; e (iii) incremento en las emisiones de GEI de la industria eléctrica. La reanudación de las subastas se debe de realizar cuanto antes, mejorar su diseño en aspectos como los criterios de precalificación y definición de diferencias en precios marginales locales.

Con la finalidad de asegurar el correcto funcionamiento del mecanismo de CEL, es fundamental que la CRE realice las acciones de monitoreo y sanción a los Participantes Obligados, de esta forma tendrán incentivos para realizar las compras correspondientes de CEL. Al respecto, la CRE no ha realizado las publicaciones, con información que proporciona el CENACE, que permita a los Participantes Obligados conocer el grado de cumplimiento mes a mes de sus obligaciones de CEL. Adicionalmente, tampoco ha impuesto sanciones a ningún Participante Obligado por los ejercicios 2018 y 2019.

Finalmente, el modelo construido ofrece un panorama en el cual bajo ninguno de los escenarios planteados (el primero, que asume que todos los proyectos de generación de energía limpia contemplados en publicaciones oficiales se llevan a cabo en tiempo y forma, y el segundo, en el cual se estima cierto retraso en la entrada en operación de diversos proyectos) se cumplirían las Metas de Energías Limpias establecidas en la LGCC y la LTE. Asimismo, a partir de 2022 empezaría a existir un déficit de CEL a nivel sistema, lo que debería implicar sanciones para CFE SSB por el incumplimiento de sus obligaciones. Como resultado en 2024, México incumplirá en 5.2 puntos porcentuales la meta del 35% de generación limpia comprometida. Lo que implicaría que, para revertir esta tendencia y alcanzar las metas de generación limpia comprometidas, habrían de reestablecerse las condiciones de competencia y certidumbre jurídica que motiven la participación de la inversión privada en el desarrollo de nuevos proyectos de generación limpia. De lo contrario, el gobierno tendría que cerrar dicha brecha a través de un importante incremento en la inversión pública en estos proyectos.

La COFECE pone a disposición del público y de las autoridades correspondientes las recomendaciones emitidas a lo largo de este documento (recopiladas en los Anexo 1 y 2) con la finalidad de asegurar que la competencia en el mercado de CEL y eslabones de la cadena relacionados, como la generación y comercialización de electricidad, puedan traducirse en una mayor eficiencia en la industria eléctrica mexicana que redunde en tarifas competitivas para beneficio de los sectores productivos industrial y de servicios, y de las familias mexicanas.

ANEXO 1. TABLA DE RESUMEN DE LAS 15 PRINCIPALES RECOMENDACIONES

#	Autoridades encargadas de la implementación	Breve descripción del obstáculo detectado	Recomendación	Beneficios Esperados
1	**SENER**	De acuerdo con el artículo 124 de la LIE, la SENER debía definir el requerimiento de CEL para 2023 y 2024, a más tardar el 31 de marzo de 2020 y de 2021, respectivamente, los cuales no han sido publicados.	Publicar los requisitos de CEL para 2023 y 2024.	Brindar certidumbre a los integrantes de la industria eléctrica sobre la continuidad del mecanismo de CEL para fomentar una mayor oferta de generación de energía limpia y las implicaciones de su incumplimiento.
2	**SENER**	El umbral de 1 MW para la migración opcional al mercado de los consumidores que empezaron el suministro con la CFE antes del 12 de agosto de 2014 no ha sido modificado, lo que podría desincentivar la migración de los consumidores del suministro básico al mercado.	Considerar el establecimiento de un programa progresivo para ajustar a la baja el umbral de demanda mínima con base en el artículo 60 de la LIE para acelerar la migración de usuarios al mercado, sin importar la fecha en que iniciaron su suministro con CFE.	La migración permitiría diversificar las obligaciones de cumplimiento de CEL que actualmente recaen en su mayor parte en CFE SSB quien abastece el 81% de la demanda total del SEN. Asimismo, aumentaría la oferta de suministradores calificados con la posibilidad de mejorar las condiciones de suministro en precio y calidad.
3	**CRE**	Debido a que CFE SSB es el principal suministrador de energía del SEN, actualmente la tarifa de Suministro Básico es el indicador más utilizado para determinar cuánto vale el suministro eléctrico para el usuario final. No obstante, la metodología de cálculo de las tarifas finales de Suministro Básico ha sufrido constantes modificaciones, lo que dificulta a los potenciales oferentes en del mercado de comercialización ofrecer a los usuarios condiciones atractivas de oferta (plazos contractuales y precios), esto desmotiva la migración de los usuarios que no están obligados a hacerlo del servicio básico al calificado. Más aún, implicaría una mayor erogación de recursos por parte del Estado en términos del subsidio a la tarifa eléctrica.	Emitir una metodología definitiva de cálculo y ajuste de las tarifas finales de Suministro Básico en términos del artículo 140 de la LIE basada únicamente en la recuperación de costos eficientes del SSB, así como facilitar la transparencia y trazabilidad de su cálculo.	La metodología permitiría a los potenciales competidores en el suministro calificado conocer los costos eficientes de operación, mantenimiento, financiamiento y depreciación, los impuestos aplicables y la rentabilidad razonable de CFE SSB, lo que a su vez les permite ofrecer términos atractivos que motiven la migración de más usuarios a dicho servicio, tal que todos los SCC pudieran conocer qué términos ofrecer a los usuarios para competir con CFE SSB.
4	**CRE**	Los cambios regulatorios implementados recientemente por la CRE al esquema de permisos otorgados bajo la LSPEE, en conjunto con los demás cambios normativos realizados en el sector, podrían reducir la certidumbre regulatoria, lo que desfavorecería las inversiones y disminuiría la oferta de energía limpia en el país.	Realizar una revisión del cumplimiento de las condiciones de desarrollo e inversión de los CIL requeridas por la LIE en el Artículo Transitorio Décimo Tercero para determinar la continuidad de sus operaciones al amparo de la LSPEE y de lo contrario, fomentar su migración al mercado sin violar sus derechos adquiridos.	Motivar la transición de los centros de carga del régimen anterior al mercado requiere medidas que guarden un balance entre respetar los derechos adquiridos por los permisionarios que operan bajo el régimen anterior, y velar por la competencia en igualdad de oportunidades en el mercado. De manera que los cambios considerados a este régimen deberían encaminarse a adecuar las condiciones para permitir la competencia en igualdad de condiciones para el suministro calificado, evitando contribuir al clima de incertidumbre jurídica en el sector.
5	**CRE**	Si bien los TESL fueron publicados en 2014 y posteriormente modificados el 25 de marzo de 2019, a la fecha la CRE no ha publicado los términos de la separación contable, operativa y funcional de la CFE, lo que relaja su separación vertical y horizontal lo que, por una parte, implica que se reduzcan los incentivos para que las distintas empresas de CFE Generación sean más eficientes y productivas y, por otro, que las distintas empresas que componen CFE puedan financiarse pérdidas entre ellas.	Emitir los términos de la estricta separación contable, operativa y funcional de la CFE.	La estricta separación vertical y horizontal (no solo legal, sino contable, operativa y funcional) de la CFE es un aspecto clave de la nueva estructura del mercado debido a que, como en cualquier actividad, la existencia de un agente con alta participación de mercado y verticalmente integrado en todos los eslabones de la cadena, dificulta la existencia de un mercado competido por la capacidad que éste tendría para determinar condiciones de precio y proveeduría del servicio, así como para evitar la entrada de nuevos competidores, limitar su crecimiento o, incluso, desplazarlos

6	**SENER**	La Modificación a los Lineamientos y la Reforma a la LIE plantean otorgar CEL a las centrales eléctricas que hayan entrado en operación previo a la entrada en vigor de la LIE. Esto ocasionaría que existiera una sobre oferta de CEL porque se estaría contando dos veces la capacidad de las centrales que ya se encontraban en operación previo a la LIE (mediante su inclusión en la base de generación con las que se calcularon las metas y a través de otorgarles CEL). Esto eliminaría la efectividad de los CEL como mecanismo de fomento a la instalación de capacidad de generación limpia faltante para alcanzar las Metas de Energía Limpia.	En caso de que la Modificación a los Lineamientos o la Reforma a la LIE entren en vigor en sus términos y condiciones originales, actualizar el requisito de CEL para tener en consideración la nueva base para el cálculo de las obligaciones con el propósito de balancear nuevamente el equilibrio de oferta y demanda para poder dar un incentivo a la generación de energías limpias, y así evitar la doble contabilización de generación limpia existente.	Conservar la efectividad de los CEL como mecanismo para motivar la instalación de proyectos de energía limpia.
7	**CRE**	La actividad de generación se presta bajo un régimen de libre competencia a través de un régimen de permisos. La CRE ha superado los tiempos legales para la evaluación de solicitud de permisos, así como modificaciones y transferencias de éstos. La demora en la resolución de los trámites asociados con los permisos impide el desarrollo, construcción y entrada en operación de nuevas centrales, con su consecuente reducción en la oferta de nuevos generadores. Hasta octubre de 2020, la CRE tenía pendiente de resolver 99 solicitudes de permiso y 153 solicitudes de modificación y transferencia. Además, hay solicitudes que llevan más de 300 días hábiles sin resolverse, cuando la norma prevé un máximo de 75 días hábiles. Más aún, la CRE ha suspendido definitivamente sus plazos por la pandemia COVID-19, desde el 18 de enero de 2021 sin considerar mecanismos alternativos para resolver estos permisos.	Respetar los tiempos y condiciones de evaluación y resolución de solicitudes de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes en los términos de la regulación vigente.	La naturaleza de un régimen de permisos no es limitar su número, sino únicamente someter la participación en una actividad a ciertos requisitos, es decir, un permiso solo permite el ejercicio preexistente de un particular en un área donde al Estado no le corresponde realizar la actividad. Por lo tanto, su otorgamiento expedito permite fomentar la concurrencia en el mercado de generación.
8	**SENER**	De acuerdo con la información reportada en el PAMRNT 2019-2033, a inicios de 2019 la SENER había instruido 73 proyectos de ampliación a la RNT, de los cuales ninguno reportaba avances, tres fueron cancelados y el 76% presentaba un retraso en promedio de tres años con respecto a la fecha indicada. La falta de ampliación de la RNT impide que más generadores más eficientes puedan conectarse al SEN.	Implementar mecanismos de seguimiento y vigilancia para asegurar la ejecución de las obras autorizadas en el PRODESEN y, en caso de que no se realicen, mandatar la formación o celebración de contratos con particulares para la ejecución de estas. Para ello sería recomendable aclarar la fecha de entrada de los proyectos considerados en el PRODESEN.	Expandir y modernizar las redes de generación permitiría la incorporación de nuevas centrales de generación al sistema y reducir los refuerzos que son necesarios para acceder a la red, lo que reduciría los costos de entrada al mercado y permitiría atender a un mayor número de usuarios, incluidos los de comunidades remotas.
9	**CRE**	La CRE no ha emitido una metodología de cálculo de las Tarifas Reguladas de Transmisión, por lo que éstas seguirán actualizándose conforme a la inflación. Esto impacta el financiamiento de la expansión de la RNT ya que, si no se consideran los costos reales y actualizados del Transportista (CFE) para proveer el servicio podría comprometer la calidad de este servicio, afectando el acceso abierto a la red ya que, a falta de inversión, la interconexión de nuevos proyectos podría no ser ni técnica ni económicamente factible.	Emitir las *Disposiciones Administrativas de Carácter General para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas de Transmisión* en los términos del artículo 138 de la LIE respetando los principios de competencia y libre concurrencia, así como transparentar la metodología correspondiente.	Establecer la metodología de cálculo para las tarifas Reguladas de Transmisión provee el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, evita la discriminación indebida y promueve el acceso abierto a la RNT y a las RGD.
10	**CRE y CENACE**	Aunque México aún presenta un grado de penetración energías renovables bajo, en comparación con otros países, normar la implementación de mecanismos de flexibilidad de la red y normar la utilización de tecnologías de almacenamiento de electricidad es fundamental para seguir transitando a un sistema con mayor integración de fuentes de energía limpia.	Emitir los instrumentos normativos faltantes para la flexibilización del SEN, tal como los manuales de verificación e instrucciones de despacho y servicios conexos y las disposiciones generales para el cálculo de tarifas de servicios conexos y regulación relacionada con la implementación de sistemas de almacenamiento de electricidad para dar certidumbre sobre cómo operarán en el mercado.	Establecer la regulación de sistemas de almacenamiento de electricidad, así como instrumentos normativos relacionados con la flexibilidad del SEN permiten al CENACE gestionar una mayor penetración de tecnologías de generación a través de fuentes limpias sin que estas presenten problemas de confiabilidad y seguridad de la red.

11	**CENACE**	La cancelación de las Subastas de Largo Plazo podría resultar en que CFE SSB se vea impedido para acceder a energía a precios estables y competitivos, lo que podría derivar en un incremento en el subsidio a las Tarifas finales de Suministro Básico.	Reactivar las convocatorias anuales de las Subastas de Largo Plazo como mecanismo para incentivar la entrada de proyectos de generación más eficientes y menos costosos, declarándolas desiertas únicamente si no hay interés suficiente por parte de los Compradores Potenciales, como establece la regulación vigente.	Las Subastas de Largo Plazo permiten a CFE SSB contratar electricidad y Productos Asociados a precios competitivos y que estos sean trasladados al consumidor final.
12	**CENACE**	De los 90 CCE establecidos mediante los procesos de Subastas de Largo Plazo por parte CFE SSB, 33 han reportado retrasos por eventos extraordinarios o casos fortuitos. Estos retrasos se deben en parte a que los requisitos mínimos de participación para las Subastas de Largo Plazo no eran suficientes para asegurar el cumplimiento de los términos establecidos en los contratos derivados de las Subastas.	Evaluar la implementación de requisitos de precalificación más exigentes que aseguren que los proyectos seleccionados presenten un nivel de desarrollo mínimo, que garanticen la entrada en operación en la fecha solicitada por cada subasta, aunado a mantener la periodicidad de convocatoria anual de subastas que permita dar visibilidad de las necesidades futuras de la demanda de los compradores, para fomentar el desarrollo continuo de proyectos de energías limpias.	Asegurar que la entrada en operación de los proyectos adjudicados en las Subastas de Largo Plazo se de en tiempo y forma respecto a lo establecido en los contratos correspondientes.
13	**CRE**	Las Bases del Mercado establecen los términos generales para la celebración y funcionamiento del mercado de CEL de corto plazo, sin embargo, a la fecha la CRE no ha emitido las Disposiciones Operativas del Mercado, necesarias para definir los principios de cálculo, instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y procedimiento a seguir para la administración y operación del Mercado de CEL de corto plazo.	Emitir las Disposiciones Operativas del Mercado de CEL de Corto Plazo.	El Mercado de CEL de corto plazo es fundamental para que existan señales de precio de los certificados, mismo mercado promovería el desarrollo de distintos proyectos de generación de electricidad al observar que existen posibles ganancias en ese eslabón de la cadena de valor. Esto promovería la competencia en este eslabón.
14	**CRE**	Habiéndose vencido los períodos de obligación de 2018 y 2019 de requisitos de CEL, la CRE no ha comunicado a los integrantes de la industria eléctrica su cumplimiento y, de ameritarse, no ha impuesto ninguna sanción por incumplimiento. La falta de aplicación de sanciones inhibe el funcionamiento del mecanismo de CEL.	Publicar el nivel de cumplimiento de requisitos de CEL de los Participantes Obligados para cada período de obligación, y su caso, aplicar las sanciones previstas en el marco regulatorio por el incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias, informando a los integrantes de la industria eléctrica sobre la aplicación de dichas sanciones, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado de CEL.	Establecer sanciones es fundamental para motivar a los participantes del mercado obligados a cumplir con los requisitos de CEL a que realicen las compras de éstos y asegurar que el mercado funcione por el lado de la demanda de CEL.
15	**SENER**	No existe un informe o reporte de la SENER sobre el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, por lo que es imposible conocer de manera oficial los resultados de la efectividad de los mecanismos diseñados para lograrlas y de su implementación.	Elaborar un informe sobre el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, tanto de forma general como de forma desagregada por zonas.	El informe sobre el cumplimiento de las metas de Energía limpia permitiría conocer la efectividad del mecanismo implementado y realizar modificaciones al mismo en caso de que no esté funcionando.

ANEXO 2. LISTADO COMPLETO DE RECOMENDACIONES

1. Publicar los requisitos de CEL para 2023 y 2024 para brindar certidumbre a los integrantes de la industria eléctrica sobre la continuidad del mecanismo y las implicaciones de su incumplimiento, así como para fomentar una mayor oferta de generación de energía limpia. **[SENER]**
2. Considerar el establecimiento de un programa progresivo para ajustar a la baja el umbral de demanda mínima con base en el artículo 60 de la LIE para acelerar la migración de usuarios al mercado, generando una mayor competencia en la comercialización. **[SENER]**
3. Asegurar que la normativa asociada con el registro de Usuarios Calificados y otros trámites que impactan la operatividad y desarrollo del mercado sea aplicada de manera expedita. **[CRE y CENACE]**
4. Emitir una metodología de cálculo y ajuste de las tarifas finales de Suministro Básico de carácter definitivo y en términos del artículo 140 de la LIE basada únicamente en la recuperación de costos eficientes del SSB, así como facilitar la transparencia y trazabilidad de su cálculo. **[CRE]**
5. Analizar el impacto de la modificación de los costos de porteo para los proyectos de autoabastecimiento renovable y cogeneración eficiente en las proyecciones de generación y consumo limpio utilizadas para el cálculo de la generación limpia disponible y, por tanto, los requisitos de CEL a partir del 2022. **[SENER]**
6. Realizar una revisión del cumplimiento de las condiciones de desarrollo e inversión de los CIL requeridas por la LIE en el Artículo Transitorio Décimo Tercero para determinar la continuidad de sus operaciones al amparo de la LSPEE o bien, fomentar su migración al mercado. **[CRE]**
7. Reconsiderar la aplicación de la Modificación a los Lineamientos y los cambios análogos considerados en la Reforma a la LIE, toda vez que implicarían una distorsión mayor al mercado de CEL. **[CRE y SENER]**
8. Fortalecer la estricta separación legal entre las empresas de CFE, en este caso específicamente entre CFE Generación, CFE SSB y CFE SSC, con el fin de evitar la transferencia de CEL a estas en condiciones ventajosas. **[CRE y SENER]**
9. Emitir los términos de la estricta separación contable, operativa y funcional de la CFE **[CRE]**.
10. En caso de que la Modificación a los Lineamientos entre en vigor en sus términos y condiciones originales, actualizar el requisito de CEL para tener en consideración la nueva base para el cálculo de las obligaciones con el propósito de balancear nuevamente el equilibrio de oferta y demanda para poder dar un incentivo a la generación de energías limpias, y así evitar la doble contabilización de generación limpia existente. **[SENER]**
11. Respetar los tiempos y condiciones de evaluación y resolución de solicitudes de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes en los términos de la regulación vigente. **[CRE]**
12. Mantener un calendario público y actualizado de las sesiones del Órgano de Gobierno para dar visibilidad a los solicitantes de los plazos de revisión y aprobación de solicitudes de nuevos permisos, modificaciones y transferencias de permisos. **[CRE]**

13. Publicar y actualizar periódicamente el estatus de las solicitudes de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes para permitir el seguimiento del trámite y facilitar la planeación de las actividades de los proyectos. **[CRE]**
14. Resolver a la brevedad posible las solicitudes en trámite de nuevos permisos de generación, modificaciones y transferencias de permisos de generación existentes, y promover medidas de gobierno digital que permitan su resolución incluso cuando las actividades presenciales de la Administración Pública Federal estén suspendidas. **[CRE]**
15. Evaluar la pertinencia de reanudar los plazos de resolución de los trámites necesarios para asegurar la entrada en operaciones de los proyectos de generación conforme a los permisos otorgados, a través de la implementación de las medidas de sanitarias pertinentes. **[CRE y SENER]**
16. Implementar mecanismos de seguimiento y vigilancia para asegurar la ejecución de las obras autorizadas en el PRODESEN y, en caso de que no se realicen, mandatar la formación o celebración de contratos con particulares para la ejecución de estas. Para ello sería recomendable aclarar la fecha de entrada de los proyectos considerados en el PRODESEN. **[SENER]**
17. Implementar en el PRODESEN mecanismos de coordinación entre solicitantes de interconexión en la misma zona, para facilitar la solicitud de evaluación conjunta de obras de refuerzo para la interconexión de proyectos de energías limpias. **[SENER]**
18. Habilitar mecanismos de financiamiento, adicionales al de CFE Fibra E, para la expansión y modernización de la RNT y las RGD con el fin de garantizar su crecimiento en línea con las solicitudes de interconexión e incremento de capacidad instalada. **[SENER y CRE]**
19. Publicar las Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Aportaciones, la Metodología de Cálculo de las Aportaciones, los Criterios y Bases, para determinar y actualizar el monto de las Aportaciones y los Modelos de Convenios correspondientes, para permitir a los solicitantes de interconexión utilizar el mecanismo de Aportaciones para la realización de las obras de refuerzo necesarias para la interconexión. **[CRE]**
20. Habilitar el mercado de Derechos Financieros de Transmisión. **[CRE]**
21. Realizar las subastas de DFT, las cuales no se han llevado a cabo[389], por el equivalente de la capacidad adicionada o modernizada como resultado de las inversiones realizadas por particulares. **[CRE y CENACE]**
22. Emitir Disposiciones de Carácter General sobre los criterios para el cálculo de los costos relacionados a los contratos o asociaciones a que se refieren los artículos 30 y 31 de la Ley de la Industria Eléctrica, para llevar a cabo las actividades necesarias para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de energía eléctrica. **[CRE]**
23. Ajustar las tarifas de transmisión conforme los Transportistas y Distribuidores ejecuten en tiempo y forma las obras comprometidas y presupuestos asignados, para la expansión y modernización de la RNT y las RGD, y que hayan sido instruidos por SENER conforme al PAMRNT y el PRODESEN e incluso considerar penalizaciones por incumplimientos a dichos instrumentos de planeación. **[SENER]**

389. Las Subastas de Derechos Financieros de Transmisión se suspendieron en conjunto con las Subastas de Mediano Plazo. De acuerdo con el Acuerdo de suspensión de las Subastas de Mediano Plazo SMP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02%20Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_04062019.pdf

24. Emitir las Disposiciones Administrativas de Carácter General para determinar el cálculo y ajuste de las Tarifas Reguladas de Transmisión en los términos del artículo 138 de la LIE respetando los principios de competencia y libre concurrencia, así como transparentar la metodología correspondiente. **[CRE]**
25. Continuar con el diseño de política para brindar mayor flexibilidad al SEN entre otros, a través de la implementación de los mecanismos regulatorios pendientes de aprobación que facilitarían la flexibilización del SEN, en específico:
    a. El Manual de Verificación de instrucciones de despacho y servicios conexos. **[CENACE]**
    b. La Guía operativa que contenga la metodología y ejemplos para el Pronóstico de la Demanda. **[CENACE]**
26. Emitir regulación relacionada con la implementación de sistemas de almacenamiento de electricidad para dar certidumbre sobre cómo operarán en el mercado y favorecer su oferta. **[CRE]**
27. Agilizar la implementación del mercado de Segunda Etapa conforme estaba previsto en las Base del Mercado Eléctrico. **[CENACE]**
28. Hacer uso de los mecanismos que están previstos en la normativa para asegurar la confiabilidad del SEN, evitando recurrir sin justificación técnica a otras políticas o intervenciones que no están consideradas en esta. **[CENACE]**
29. Fortalecer la planeación de la red y hacer vinculantes los planes de expansión y modernización de la RNT y las RGD. **[SENER y CRE]**
30. Si se determinara necesario implementar nueva regulación para asegurar la confiabilidad del SEN, asegurar que esta respete los principios de competencia previstos en la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y justificar por qué los mecanismos actualmente previstos en la regulación no son efectivos.[390] **[CENACE]**
31. Emitir los instrumentos normativos faltantes para la flexibilización del SEN, tal como los manuales de verificación e instrucciones de despacho y servicios conexos y las disposiciones generales para el cálculo de tarifas de servicios conexos. **[CRE y CENACE]**
32. Publicar en el DOF el Acuerdo Núm. A/034/2019 de la CRE por el que se emite la metodología de contraprestación colectiva que aplicará el Suministrador de Servicios Básicos por la energía eléctrica que ofrezcan los generadores exentos a más de un Centro de Carga, el modelo de contrato de contraprestación colectiva y la solicitud de alta/baja y modificación de beneficiarios a la brevedad. **[CRE]**
33. Evaluar el incremento del umbral actual de 0.5 MW a 1 MW para ser considerado Generación Exenta con el objetivo de impulsar los proyectos de Generación Distribuida Limpia y aliviar la carga de trabajo de la CRE relativa a la autorización de permisos de generación. **[SENER y CRE]**
34. Reactivar las convocatorias anuales de las Subastas de Largo Plazo como mecanismo para incentivar la entrada de proyectos de generación más eficientes y menos costosos, y declararlas desiertas únicamente si no hay interés suficiente por parte de los Compradores Potenciales, como establece la regulación vigente. **[CENACE]**
35. Dejar sin efectos el Acuerdo A/037/2020. **[CRE]**

390. En su caso, de considerarse necesario y justificarse podría evaluarse en los términos establecidos en el Manual para el Balance de Potencia la modificación de los valores de Probabilidad de Energía No Suministrada Eficiente (PENS) y el valor de la Energía No Suministrada (VENS), así como los valores indicativos de reservas de planeación, para asegurar que estos reflejan las condiciones actuales del SEN.

36. Evaluar la implementación de requisitos de precalificación más exigentes que aseguren que los proyectos seleccionados presenten un nivel de desarrollo mínimo, que garanticen la entrada en operación en la fecha solicitada por cada subasta, aunado a mantener la periodicidad de convocatoria anual de subastas que permita dar visibilidad de las necesidades futuras de la demanda de los compradores, para fomentar el desarrollo continuo de proyectos de energías limpias. **[CENACE]**
37. Incrementar las exigencias en los supuestos de modelación de Diferencias Esperadas para reflejar factores adicionales al PML que pueden impactar en el desarrollo de los proyectos en tiempo y forma, por ejemplo, el desarrollo de infraestructura de transmisión, evolución de la demanda, entre otros. **[CRE]**
38. Identificar las causas de los retrasos en la emisión de permisos y autorizaciones a cargo del CENACE, INAH, SEMARNAT, SENER, con el fin de establecer mecanismos de coordinación entre estas y gobiernos locales para evitar retrasos en la entrada en operación de nuevos proyectos. Incluso podría considerarse una ventanilla única para canalizar las autorizaciones. **[CENACE, INAH, SEMARNAT, SENER y gobiernos locales]**
39. Emitir las Disposiciones Operativas del Mercado de CEL de Corto Plazo. **[CRE]**
40. Celebrar el Mercado de Corto Plazo de CEL correspondiente a 2018 y 2019 con el objetivo de garantizar la competencia y liquidez del Mercado de CEL. **[CENACE]**
41. Publicar el Manual de operación del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias que describa las instrucciones, reglas, directrices, ejemplos y los procedimientos a seguir para la administración y operación del S-CEL. **[CRE]**
42. Asignar a cada CEL otorgado y comercializado la Matrícula y toda la información prevista en la regulación, permitiendo a los integrantes de la industria eléctrica su trazabilidad y tener certidumbre sobre su procedencia. **[CRE]**
43. Evaluar la necesidad de celebrar convenios que permitan la homologación de los CEL con instrumentos que cumplan el mismo objetivo. **[SENER]**
44. Elaborar un informe público pormenorizado que permita conocer el desempeño y tendencias del mercado de CEL, costo total y unitario de los CEL, penetración de energías limpias y el impacto sobre tarifas, de acuerdo con el numeral 30 de los Lineamientos. **[SENER]**
45. Elaborar el informe que permita conocer la cantidad de CEL vigentes que no hayan sido liquidados de manera mensual, conforme al numeral 21 de los Lineamientos. **[CRE]**
46. Evaluar la pertinencia de establecer condiciones de vigencia de los CEL para que estos se encuentren limitados a cierto número de Períodos de Obligación. **[CRE]**
47. Implementar el módulo de cálculo de las obligaciones del S-CEL, para habilitar la obtención de información precisa y de fuentes oficiales como las liquidaciones en el MEM de CENACE, con el fin de brindar certidumbre a los Participantes Obligados sobre el monto exacto de las obligaciones anuales a cumplir. **[CRE]**
48. Continuar con las mejoras al S-CEL y su actualización periódica. **[CRE]**
49. Publicar el nivel de cumplimiento de requisitos de CEL de los Participantes Obligados para cada período de obligación, y su caso, aplicar las sanciones previstas en el marco regulatorio por el incumplimiento de las obligaciones en materia de energías limpias, informando a los integrantes de la industria eléctrica sobre la aplicación de dichas sanciones, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento del mercado de CEL. **[CRE]**

50. Publicar un registro y el estado de los permisos de generación con base en fuentes renovables para permitir la evaluación del cumplimiento de las metas publicadas por la SENER. **[CRE]**
51. Elaborar un informe sobre el cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, tanto de forma general como de forma desagregada por zonas. **[SENER]**

ANEXO 3. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DEL MODELO DE RESULTADOS DEL MECANISMO DE CEL

Con el propósito de realizar una estimación del nivel de cumplimiento de las metas de generación de energías limpias y su contribución al cumplimiento de los compromisos adquiridos por México a nivel internacional y, por lo tanto, validar la efectividad del mecanismo de CEL, se ha realizado un modelo de proyección de oferta y demanda de CEL para el período 2018 a 2024. En particular, el Modelo de CEL analiza el cumplimiento de:

1. **CEL a nivel SEN,** considerando la generación de energía y las obligaciones de CEL de todos los Participantes Obligados a nivel agregado;
2. **CEL por parte de CFE SSB,** considerando la demanda estimada de los usuarios regulados y los CEL adquiridos por CFE SSB a través de los mecanismos establecidos por la regulación para tal fin;[391]
3. **Las Metas de generación de Energía Limpia,** especialmente el objetivo del 35% para 2024, establecido en la LGCC y refrendado en la LTE.

El Modelo de CEL realiza una proyección de oferta y demanda de CEL para el período 2018-2024 mediante dos escenarios:

- **Escenario A "esperado":** utiliza la información obtenida mediante fuentes oficiales, como los documentos de planeación del sistema elaborados por SENER (PRODESEN 2018-2032, PRODESEN 2019-2033[392] y PIIRCE 2019-2033) complementada con información del CENACE[393] y de los permisos de generación otorgados por la CRE;[394] y
- **Escenario B "realista":** utiliza los datos reales disponibles para 2018-2019 de la CRE[395] y el CENACE,[396] y a partir de 2020, la misma información oficial del Escenario A depurada mediante la aplicación de consideraciones derivadas de los cambios regulatorios que impactan principalmente las fechas de entrada en operación y la viabilidad de implementación de algunos proyectos en el período.

Para el establecimiento de los porcentajes de obligación de CEL, fue necesario realizar la estimación de estos para los años 2023 y 2024 considerando que la SENER solamente los ha establecido de 2018 a 2022. Para la estimación de los requisitos de CEL, se utilizó la siguiente fórmula, la cual está en línea con la metodología de cálculo utilizada por la SENER:

$$I = \frac{E}{H} = \frac{[(A*B) - D]}{(F - G)}$$

Donde:

I = es el porcentaje de requisito de CEL para el año "i".

E = es la obligación de generación limpia para el año "i" (GWh). Es el resultado de restar el objetivo de generación limpia total del año "i" menos la generación limpia sin CEL de ese mismo año.

391. Subastas de Largo Plazo, Centrales Externas Legadas que hayan entrado en operación con posterioridad al 11 de agosto de 2014 y Centrales Eléctricas Legadas, cuando sean susceptibles de acreditación de CEL.
392. El artículo 3, fracción XXXII, de la LIE señala lo siguiente: "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional: Documento expedido por la Secretaría que contiene la planeación del Sistema Eléctrico Nacional, y que reúne los elementos relevantes de los programas indicativos para la instalación y retiro de Centrales Eléctricas, así como los programas de ampliación y modernización de la Red Nacional de Transmisión y de las Redes Generales de Distribución".
393. Comunicado de prensa CENACE: Centrales que entraron en operación en 2018. Disponible https://www.gob.mx/cenace/prensa/maximo-historico-de-generacion-cubrira-la-demanda-electrica-en-2019-179826.-2019-179826. Información proporcionada por CENACE a COFECE mediante el Anexo A de la respuesta al requerimiento COFECE "DGPC-CFCE-2020-051".
394. Lista de permisos y autorizaciones otorgados en material de electricidad, actualizado a enero 2020. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision/resource/7c09fbd5-f3aa-4e1c-96e2-75cfa3215ed8
395. CEL otorgados a abril 2020 por la CRE. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/555164/Cel_Otorgados_2020_Abril.pdf
396. Comunicado de prensa CENACE: Centrales que entraron en operación en 2018. Disponible https://www.gob.mx/cenace/prensa/maximo-historico-de-generacion-cubrira-la-demanda-electrica--2019-179826. Información proporcionada por CENACE a COFECE mediante el Anexo A de la respuesta al requerimiento COFECE "DGPC-CFCE-2020-051".

A = es la generación total de electricidad estimada para el año "i" (GWh). Se utilizaron los Pronósticos de consumo bruto[397] del PAMRNT 2019-2033[398] que son los siguientes.

Consumo Bruto	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
GWh	309,727	318,236	329,042	339,611	350,231	360,754	371,516	382,531

B = es el objetivo de generación limpia para el año "i" (se mide en porcentaje). Para el 2023 se ha utilizado el 33.35% derivado del término medio entre la meta del 35% de 2024 establecida en la LGCC y el 31.7% de 2022 calculado por SENER para el establecimiento de los requisitos de CEL de dicho año.[399]

D = es la generación limpia que no tiene derecho a recibir CEL en el año "i". Es decir, las Centrales Eléctricas que hayan entrado en operación antes del 11 de agosto de 2014. Para los fines del cálculo, no se considera la aplicación de la Modificación a los Lineamientos, debido a que dicho instrumento se encuentra actualmente suspendido.[400]

H = es el consumo en los Centros de Carga de los Participantes Obligados para el año "i" (GWh). Es la diferencia entre el consumo estimado menos el consumo estimado de los CIL exentos.

F = es el consumo estimado para el año "i" (GWh). Representa el consumo al cual se aplican los requisitos de CEL.

G = es el consumo estimado de los CIL exentos para el año "i" (GWh). Corresponde a la totalidad de la generación limpia de los proyectos con CIL que suministran energía directamente a clientes finales, es decir, los proyectos bajo figura de Autoabastecimiento y Cogeneración.[401]

De acuerdo con las explicaciones anteriores, se obtuvieron los valores para 2023 y 2024, debido a que los valores de 2018 a 2022 ya han sido publicados por la autoridad correspondiente y son los siguientes:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
I = % Requisito CEL	5.0%	5.8%	7.4%	10.9%	13.9%	14.8%	17.4%

1. Liquidación de CEL.

La liquidación de los requisitos de CEL de cada año se puede realizar hasta el 15 de mayo del año siguiente al año de obligación, pudiéndose utilizar, por tanto, los CEL otorgados hasta dicha fecha. Por lo tanto, el análisis considera la posibilidad de utilizar los CEL generados/adquiridos hasta abril del año siguiente para la liquidación de las obligaciones del año de obligación a declarar.

Con respecto a los mecanismos de diferimiento de las obligaciones a cargo de los Participantes Obligados, se han considerado los siguientes supuestos:

397. Se considera que la generación bruta y el consumo bruto son conceptos equivalentes.
398. Figura 6.6, "Escenario esperado", PAMRNT 2019-2033. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf
399. Requisito 2022, Acuerdo por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2022. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555915&fecha=29/03/2019.
400. Ver Nota 138.
401. Escenario esperado, Modelo de CEL.

1. Aplicación de la posibilidad de diferimiento del 25% de la obligación: el Modelo de CEL considera que cuando los CEL disponibles de un año no son suficientes para cumplir con el requisito de dicho año y hay déficit de CEL, se puede diferir para el año siguiente una cantidad máxima de CEL equivalente al 25% del requisito de dicho año, incrementándose la cantidad de CEL diferida en un 5% en concepto de "tipo de interés". En caso de que el déficit de CEL sea superior al 25% de CEL permitido de acuerdo con lo anterior, se considera que hay un incumplimiento de la obligación por la cantidad de CEL que supere dicho porcentaje (al cual le aplicaría la penalización correspondiente según lo establecido por la CRE) y dicha cantidad de CEL se añadiría al requisito del año siguiente, ya que la penalización no exime del cumplimiento de la obligación (en este caso, no se aplica el 5% de "tipo de interés", ya que se ha aplicado la penalización);
2. Aplicación de la posibilidad de diferimiento del 50% de la obligación (LTE):[402] se considera que no aplican las condiciones para activar la posibilidad de diferimiento.[403]

Con respecto a dichos mecanismos para la liquidación de CEL, el Modelo de CEL arroja los siguientes resultados:

- A nivel sistema, el mecanismo de utilización de CEL del año siguiente aplica para los años de obligación 2018 y 2019 en el Escenario A, y a partir de 2022 en el Escenario B. El mecanismo de diferimiento aplica en el 2018 en el Escenario A y en los años 2018 y 2024 en el Escenario B.
- A nivel CFE SSB, el mecanismo de utilización de CEL del año siguiente aplica para todos los años de obligación del período analizado tanto en el Escenario A como en el Escenario B. El mecanismo de diferimiento aplica igualmente a todos los años de obligación de los dos escenarios, excepto en el período de obligación 2020 del Escenario A.

A continuación, se describe en detalle la metodología y los supuestos utilizados para la realización del Modelo de CEL para cada uno de los escenarios.

2. Oferta de CEL.

A continuación, se enlistan la metodología y los supuestos utilizados para la selección de los proyectos de generación limpia considerados en cada escenario:

Listado de proyectos:

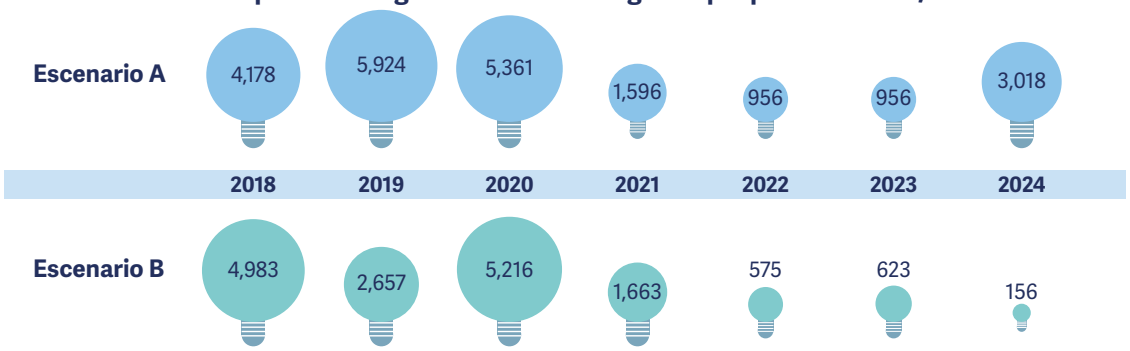
402. Artículo Transitorio Vigésimo Segundo de la LTE. Por los primeros cuatro años de vigencia de las Obligaciones en materia de Energías Limpias, y de requisitos de Certificados de Energías Limpias, se establece el siguiente Mecanismo de Flexibilidad aplicable a su cumplimiento:
No aplicará lo establecido en el Lineamiento 25 de los "Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición", únicamente en lo referente a la cantidad de Certificados de Energías Limpias cuya liquidación es diferible, y los Participantes Obligados podrán diferir la Liquidación de hasta el 50% de sus Obligaciones en cada período de obligación, hasta por dos años cuando:
I. Durante el año de aplicación de la obligación, la CRE determine que el número total de Certificados de Energías Limpias registrados no cubra al menos el 70.0% del monto total de la obligación para cada uno de los dos primeros años, o
II. Cuando el precio implícito de los Certificados de Energías Limpias, calculado por la CRE de acuerdo con la metodología que para ese efecto desarrolle, resultado de las subastas de suministro básico cuya fecha de operación estándar sean los años 2018, 2019, 2020 y 2021, sea mayor a 60 Unidades de Inversión (UDIs).
En caso de que no se cumpla ninguna de las dos condiciones arriba mencionadas, aplicará lo establecido en el Lineamiento 25 de los "Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición".
Las Obligaciones, incluyendo la fecha de liquidación, se sujetarán a los requisitos de información, así como a los procedimientos de monitoreo y verificación que establezca la CRE, mediante el Registro Público de Certificados de Energías Limpias.
Antes de finalizada la vigencia de este mecanismo de flexibilidad, la Secretaría de Energía deberá coordinar el desarrollo de una cámara de compensación a la que se refieren las Bases del Mercado Eléctrico que facilite a los usuarios calificados y otras entidades responsables de carga la participación en subastas o la realización de las mismas con el fin de adquirir contratos de cobertura de Certificados de Energías Limpias.
Dos años después de la entrada en vigor de las obligaciones en materia de Certificados de Energías Limpias, la Comisión Federal de Competencia Económica, en el ámbito de sus atribuciones, realizará una evaluación de la competitividad del mercado de Certificados de Energías Limpias, y emitirá recomendaciones con el fin de mejorar su desempeño.
403. Ver sección 6.3.2 Mecanismos de diferimiento de obligaciones.

Escenario esperado (A)	Escenario realista (B)
Tiene en cuenta los proyectos considerados en las siguientes fuentes oficiales: 1. **SENER:** PRODESEN 2018-2032: Centrales en operación a 31 de diciembre de 2017;[404] PRODESEN 2019-2033: (i) Principales Centrales en operación a 31 de diciembre de 2019[405]; y (ii) PIIRCE.[406] 2. **CENACE:** Listados de proyectos adjudicados en las Subastas de Largo Plazo de 2015,[407] 2016[408] y 2017;[409] Listado de proyectos puestos en operación en 2018 y 2019.[410] 3. **CFE:** Centrales con CEL de la CFE.[411] 4. **ASOLMEX:** Listado de proyectos en operación.[412] De acuerdo con lo anterior, el Escenario A corresponde a los proyectos considerados por SENER para el período del análisis y, por lo tanto, contempla para 2018 y 2019 algunas centrales que a la fecha de elaboración del presente informe todavía no se han construido.	Utiliza los proyectos del Escenario A, pero aplica las siguientes consideraciones, derivadas del contexto actual de la industria eléctrica: 1. **Proyectos con CIL:** derivado de los cambios regulatorios ocurridos en junio 2020,[413] se han considerado únicamente aquellos proyectos en construcción o que han conseguido financiación. 2. **Proyectos de la CFE:** de acuerdo con los planes de reforzamiento de infraestructura de generación eléctrica de la CFE,[414] se ha considerado que la CFE sólo llevará a cabo algunos proyectos de repotenciación,[415] pero ningún proyecto nuevo de gran escala. De esta forma, de los cerca de 4,200 MW de capacidad de energía limpia de la CFE considerados en el Escenario A, sólo consideran 267 MW. 3. **Proyectos de inversión privada en esquema de Generación (bajo el amparo de la LIE):** los proyectos del Escenario A han sido sujetos a un proceso de selección mediante un análisis de business intelligence[416] con el objetivo de determinar su madurez y probabilidad de ejecución hasta el 2024. 4. **Fuentes de información adicionales:** para la elaboración del listado de proyectos considerados en el escenario B, se han utilizado las siguientes fuentes de información: (i) CRE: Centrales inscritas en el S-CEL y CEL otorgados hasta abril 2020[417] y Listado de Centrales de Cogeneración Eficiente[418]; (ii) Cogenera – Listado de Centrales de Cogeneración Eficiente.[419]

De acuerdo con las consideraciones anteriores, en la Gráfica 27 se muestra el resumen de capacidad de generación de energía limpia considerado en cada uno de los escenarios.

404. Tablas 2.2.14 a 2.2.20 del PRODESEN 2018-2032.
405. Tablas 5.2 y 5.3, Capítulo V, PRODESEN 2019-2033.
406. Tabla 7.3, Capítulo VII, PRODESEN 2019-2033.
407. Fallo de la subasta y asignación de contratos, Subasta de Largo Plazo SLP-1/2015. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2015/36%20Extracto%20del%20Fallo%20de%20la%20Primera%20Subasta%20de%20Largo%20Plazo%20SLP%20-%201%20-%202015%20v2016%2004%2001.pdf
408. Fallo de la subasta y asignación de contratos, Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2016/41 Extracto del Acta del Fallo v2016 09 29.zip
409. Fallo de la subasta y asignación de contratos, Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2017/56 Extracto del Fallo de la Subasta de Largo Plazo No. 1 SLP2017 v 23 11 2017.zip
410. Entran 3024 MW de nueva generación al SIN. Disponible en: https://www.gob.mx/cenace/es/articulos/entran-3024-mw-de-nueva-generacion-al-sistema-interconectado-nacional?idiom=es
411. Tabla 7 del Anexo A del Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para Centrales Eléctricas Legadas Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258358/ANEXO_A.pdf
412. Centrales Solares, ASOLMEX. Disponible en: https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1xrzQH5HW8cUyg12cevifurlui7WzNzOX&hl=es_419&ll=25.2954284318825%2C-103.11954178678309&z=5
413. Resolución Núm. RES/893/2020, todavía no publicada en el DOF. Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=ZTM3YjE4ZjMtOTI3ZC00NDU2LTI-wNDIzLTBkZDgxMmZmMDJkOA==
414. Reporte de Avances en el Reforzamiento de la infraestructura de generación eléctrica de la CFE, publicado el 9 de diciembre de 2019.
415. Repotenciación de hidroeléctricas existentes.
416. El análisis toma en cuenta diferentes factores, entre los que destacan la obtención del permiso de generación ante la CRE, la celebración del contrato de interconexión ante el CENACE, la ubicación del proyecto para determinar su factibilidad de interconexión, mecanismos de comercialización y financiación, entre otros. A raíz del análisis sólo se han considerado los proyectos actualmente en construcción, aquellos proyectos ya cuentan con activos de generación en operación en México y algunos proyectos que han aportado garantías de interconexión que perderían en caso de no ejecutar los proyectos.
417. CEL otorgados a abril 2020 por la CRE. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/555164/Cel_Otorgados_2020_Abril.pdf
418. Marco Regulatorio de la Cogeneración Eficiente: Desarrollo de instrumentos en el nuevo Mercado Eléctrico Mayorista, CRE. Disponible en: http://ejkrause.com.mx/campgreen16/bitacora-cogenera/cog-FranciscoGranados.pdf
419. Información proporcionada a COFECE por COGENERA México.

Gráfica 27. Adición de capacidad de generación de energía limpia por Escenario, en MW.



Fuente: Elaboración propia.

3. Fechas de operación comercial (COD, por sus siglas en inglés).

A continuación, se enlista la metodología y los supuestos utilizados para la estimación de las fechas COD para los proyectos de energías limpias considerados en cada escenario:

Escenario A	Escenario B
En el Escenario A, se utilizó la información referente a COD en el siguiente orden de prioridad: 1. **CENACE:** Listado de Centrales Limpias en Operación, enviado por el CENACE a COFECE; y Listados de proyectos con fecha de entrada en operación en 2018. 2. **Fecha posterior entre:** (i) fecha indicada en el Permiso de la CRE[420]; y (ii) la fecha indicada en el PIIRCE.[421]	En el Escenario B, se utilizó la información referente a COD en el siguiente orden de prioridad: 1. **CENACE:** Listado de Centrales Limpias en Operación, enviado por el CENACE a COFECE; Listados de proyectos con fecha de entrada en operación en 2018. 2. Información disponible de **otras fuentes** (prensa, información de asociaciones sectoriales). 3. **Fecha posterior entre:** (i) fecha indicada en el Permiso de la CRE[422]; y (ii) fecha indicada en el PIIRCE[423] para proyectos con COD a partir de junio 2020 y hasta diciembre 2024. Asimismo, considerando los diferentes cambios regulatorios introducidos desde 2018, el retraso en trámites administrativos con la CRE y CENACE, así como la suspensión de plazos y términos derivados de la emergencia sanitaria ocasionada por el COVID-19, se ha considerado que los proyectos cuya fecha de operación comercial estaba prevista a partir de 2021, inclusive, se retrasarán, en promedio, 6 meses desde la fecha prevista.

4. Generación de CEL.

Los Generadores Limpios tienen derecho a recibir un CEL por cada MWh generado sin el uso de combustibles fósiles.[424] Cuando utilizan combustibles fósiles, podrán recibir un CEL por cada MWh generado multiplicado por el porcentaje de energía libre de combustible[425] de acuerdo con lo establecido por la CRE en 2016.[426] Para efectos de este modelo, se consideró un 30% de energía limpia para las centrales eléctricas que utilizan combustibles fósiles.

420. Lista de permisos y autorizaciones otorgados en material de electricidad, actualizado a enero 2020. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision/resource/7c09fbd5-f3aa-4e1c-96e2-75cfa3215ed8
421. Fuente: Tabla 7.3, Capítulo VII, PRODESEN 2019-2033.
422. Lista de permisos y autorizaciones otorgados en material de electricidad, actualizado a enero 2020. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision/resource/7c09fbd5-f3aa-4e1c-96e2-75cfa3215ed8
423. Fuente: Tabla 7.3, Capítulo VII, PRODESEN 2019-2033. Disponible en: https://base.energia.gob.mx/dgaic/DA/P/SubsecretariaElectricidad/ConjuntosProyectosInversion/SENER_07_ProgramaDesarrolloSistemaElectricoNacional-PRODESEN-2019-2033.pdf
424. Lineamiento 5 de los Lineamientos, publicados en el DOF el 31 de octubre de 2014.
425. Lineamiento 6 de los Lineamientos, publicados en el DOF el 31 de octubre de 2014.
426. Metodología publicada en 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, publicada en el DOF el 22 diciembre de 2016.

Se realizó una estimación de la generación de energía eléctrica para cada proyecto, para lo cual se utilizaron los siguientes factores de planta[427] para cada tecnología:

1. **Hidroeléctrica y geotérmica:** se han utilizado factores de planta promedio de 27.4% y de 68.5%, respectivamente, de acuerdo con una estimación propia basada en datos históricos de generación reportados por la SENER en el PRODESEN 2018-2032;
2. **Resto de tecnologías:** se ha utilizado la información disponible en el siguiente orden de prioridad: (i) Información del CENACE;[428] y (ii) factores de planta promedio anuales por tecnología de acuerdo con estimación propia basada en datos del CENACE y de la SENER: 28.5% para bioenergía, 79.9% para cogeneración, 33.7% para eólica, 27.1% para solar fotovoltaica y 91.3% para nuclear.

En el caso de proyectos adjudicatarios de las SLP, a las consideraciones anteriores se ha añadido la condición de que la generación mínima de dichos proyectos debe ser la energía comprometida en las SLP.

De acuerdo con la lista de proyectos, las COD y los factores de planta de cada tecnología, se obtiene la cantidad de CEL que estarían disponibles para cada año, los cuales se van a utilizar para realizar la evaluación del cumplimiento en los porcentajes de CEL a nivel SEN, por parte de CFE SSB y las metas de generación de energía limpia.

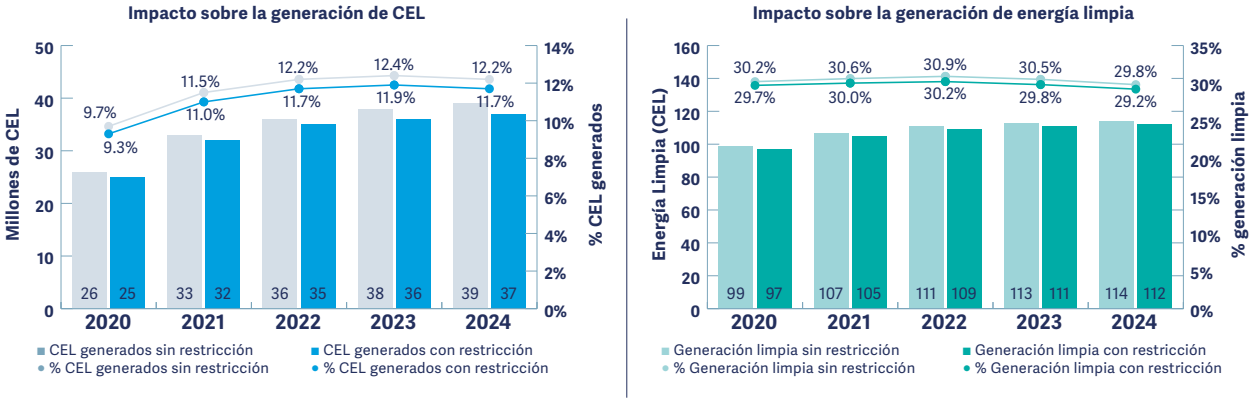
5. Restricciones de generación a Centrales eléctricas limpias intermitentes (eólica y solar fotovoltaica).

Para dimensionar el efecto que podría tener la aplicación de la Política de Confiabilidad a las centrales eléctricas a través de fuentes limpias, se realizó un análisis de sensibilidad, y se consideró la aplicación de posibles restricciones de generación a proyectos de tecnologías eólica y solar fotovoltaica derivado de la variabilidad del recurso de generación de estas tecnologías. Este porcentaje de restricción de generación únicamente aplica para el Escenario B.

De esta forma, se establece que por cada 5% de restricción de generación anual en el despacho instruido por el CENACE (*curtailment*), el efecto en el nivel de cumplimiento de CEL del sistema sería de 0.4-0.5% en el porcentaje de CEL generados, lo que equivale a 1.0-1.6 millones de CEL al año y de 0.6-0.7% en el nivel de cumplimiento de las Metas de Energía Limpia, equivalente a 1.9-2.6 TWh por año. Es decir, por cada 5% de energía limpia no despachada al año, la Meta de Energía Limpia se vería reducida en 0.7%. En las siguientes gráficas se puede observar el efecto en la restricción del 5% a partir de 2020:

427. El factor de planta es la razón entre la energía real generada por una central eléctrica, eólica, solar, térmica u otras, y la energía generada si hubiera trabajado al 100%, entendiendo que los equipos de generación deben detenerse para realizar mantenimiento y reparaciones.
428. Información proporcionada por el CENACE a la COFECE mediante solicitud de información. La información proporcionada corresponde al Listado de centrales de energías limpias en operación y el Listado de centrales de energías limpias en pruebas, con contrato de interconexión y fecha de entrada futuras.

Gráfica 28. Impacto restricciones de generación sobre la disponibilidad de CEL.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo con el listado de proyectos, las publicaciones oficiales y los supuestos mencionados para cada uno de los escenarios, tenemos que los CEL generados por año a nivel SEN para cada uno de los escenarios son los siguientes:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Escenario A (CEL)	7,554	19,212	32,661	39,923	41,561	43,680	49,791
Escenario B (CEL)	8,512	17,042	26,463	33,199	36,404	38,029	38,654

Para el caso del cumplimiento de las obligaciones de CEL por parte de CFE SSB, se tomaron en cuenta los CEL adquiridos por parte de CFE SSB en las subastas de largo plazo de 2015 a 2017 y la ampliación posterior a 2014 por parte de las centrales eléctricas legadas y de los productores independientes. También se aplicaron los supuestos mencionados anteriormente para los escenarios A y B, quedando de la siguiente manera:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Escenario A (CEL)	4,369	12,304	19,701	22,912	23,278	23,499	26,106
Escenario B (CEL)	4,369	11,631	17,808	20,820	22,336	23,145	23,278

Finalmente, para el cumplimiento de las metas de generación limpia se sumaron todos los proyectos listados de generación limpia y se le aplicaron los supuestos mencionados para cada escenario, de esta forma quedaron como se muestra a continuación:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Escenario A (GWh)	74,847	89,922	106,908	115,994	118,802	122,389	128,501
Escenario B (GWh)	73,538	88,997	99,265	107,340	111,331,	113,255	114,130

6. Cumplimiento de las obligaciones de CEL a nivel SEN.

Para el análisis del cumplimiento de las obligaciones de CEL a nivel SEN, se debe de obtener el consumo obligado de CEL y multiplicar por el porcentaje de requisito para ese mismo año. Para esto, primero se debe de obtener el consumo final del SEN a partir de la diferencia porcentual entre el consumo bruto (318,236 GWh) y el consumo final (268,811 GWh) en 2018, esta diferencia fue de -15.53% y se aplicó para todos los demás años, como se puede observar en la siguiente tabla.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consumo Bruto	318,236	329,042	339,611	350,231	360,754	371,516	382,531
Consumo Final	268,811	277,938	286,866	295,837	304,725	313,816	323,120

Después se debe de obtener el consumo final más perdidas técnicas, que son las pérdidas de electricidad en la RNT y en las RGD. Estas pérdidas técnicas se miden como porcentaje del consumo bruto y de acuerdo con datos del PRODESEN 2019, representaron el 5.92% en el caso de las RGD y 2.08% para la RNT lo que da como resultado un 8% de pérdidas técnicas. Este 8% se multiplica por el consumo bruto y se suma al consumo final, como se puede observar en la siguiente tabla.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consumo Bruto	318,236	329,042	339,611	350,231	360,754	371,516	382,531
Pérdidas Técnicas (8% del consumo bruto)	25,462	26,327	27,172	28,022	28,864	29,725	30,606
Consumo Final	268,811	277,938	286,866	295,837	304,725	313,816	323,120
Consumo final más pérdidas técnicas	294,273	304,265	314,038	323,859	333,589	343,541	353,726

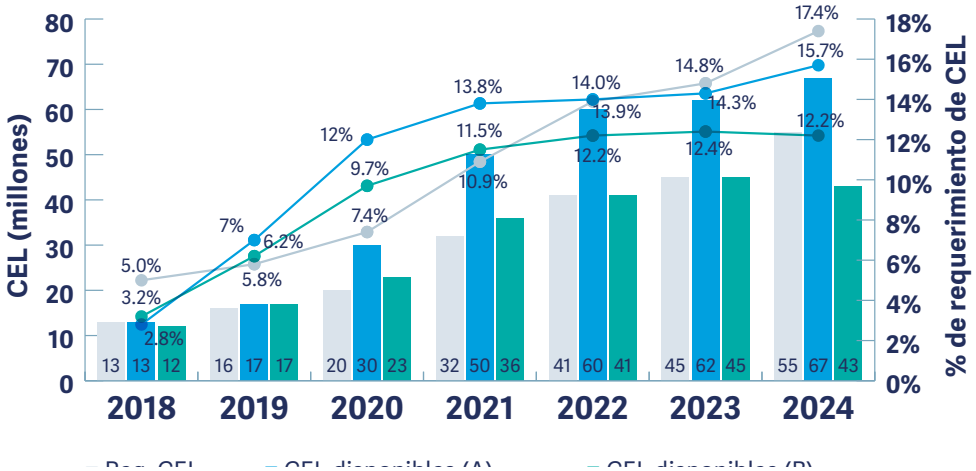
Ya que se tiene el consumo final más pérdidas técnicas se le debe de restar el consumo de los CIL exentos a CEL y se tiene como resultado el consumo sujeto al cumplimiento de CEL. Este consumo sujeto al cumplimiento de CEL se debe de multiplicar por el porcentaje de requisito de CEL de cada año y de esta forma se pueden obtener los CEL obligatorios para el cumplimiento de los porcentajes de obligación, como se explica en la siguiente tabla.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consumo final más pérdidas técnicas	294,273	304,265	314,038	323,859	333,589	343,541	353,726
Consumo CIL exentos	25,037	29,743	32,949	34,774	35,943	37,412	37,412
Consumo final obligado a CEL	269,236	274,522	271,720*	289,085	297,646	306,129	316,314
% Requisito CEL	5.0%	5.8%	7.4%	10.9%	13.9%	14.8%	17.4%
Miles de CEL obligatorios	13,462	15,922	20,107	31,510	41,373	45,307	55,039

*Para el consumo de 2020 se consideró una disminución de 10% durante 4 meses debido a la pandemia del COVID-19.

Una vez que se obtienen los CEL que se necesitan año con año para dar cumplimiento a los requisitos, se hace el cruce de datos con los CEL generados por cada escenario. Por otro lado, cuando aplique para cualquier año se realiza el diferimiento de CEL para años posteriores o en su caso, los CEL de años anteriores que pueden ser utilizados para años siguientes. De esta forma se obtiene la siguiente gráfica.

Gráfica 29. Cumplimiento de requisitos de CEL por escenario.



Fuente: Elaboración propia.

7. Cumplimiento de las obligaciones de CEL de CFE SSB.

Para el análisis del cumplimiento de la obligación de CEL de CFE SSB, de acuerdo con datos de la CFE, al cierre de 2018 el total de UB consumió 218 TWh. En dicho año, el consumo de los UB incrementó un 1.3% con respecto al 2017. De acuerdo con dicha información, se ha utilizado dicha tasa de crecimiento para proyectar la demanda de CFE SSB en los años 2019 a 2024, para el cálculo de requisito de CEL se consideró además el factor de pérdidas técnicas del 8%, mismo que se aplicó en la sección anterior, y una tasa anual de migración de mercado regulado a mercado libre del 0.5%,[429] obteniéndose los siguientes datos de consumo estimado de CFE SSB:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consumo estimado CFE SSB (GWh)	235,532	237,388	231,284	241,144	243,045	244,960	246,891

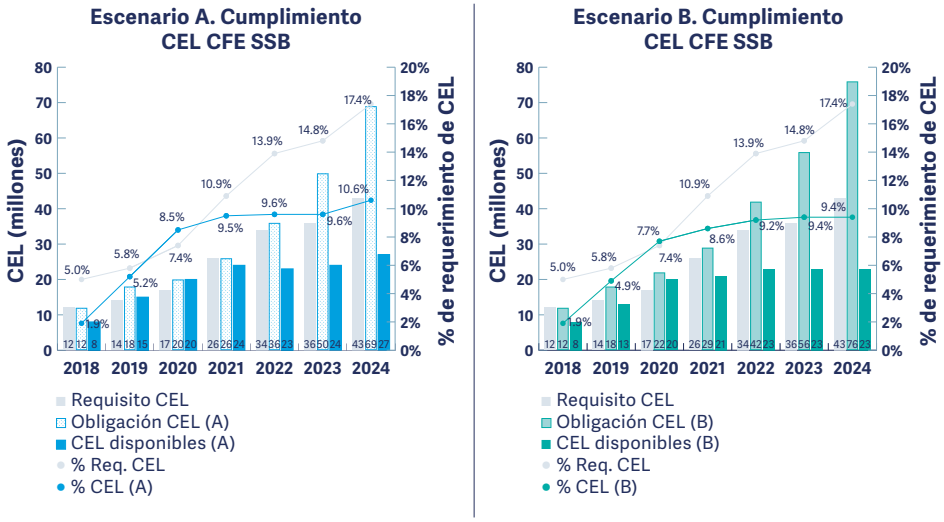
Una vez que se estableció la demanda de CFE SSB para cada año, esta se multiplicó por el porcentaje de obligación establecido por la SENER hasta el 2022 y los porcentajes proyectados para 2023 y 2024 para obtener el número de CEL que necesita CFE SSB para el cumplimiento de sus obligaciones anuales, y queda de la siguiente manera:

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Demanda estimada CFE SSB (GWh)	235,532	237,388	231,284	241,144	243,045	244,960	246,891
% Requisito CEL	5.0%	5.8%	7.4%	10.9%	13.9%	14.8%	17.4%
Miles de CEL obligatorios	11,777	13,769	17,115	26,285	33,783	36,254	42,959

Al igual que en la sección anterior, una vez que se obtienen los CEL que necesita cada año CFE SSB para dar cumplimiento a sus obligaciones, se hace el cruce de datos con los CEL generados por cada escenario. Adicionalmente, cuando aplique, para cualquier año se realiza el diferimiento de CEL para años posteriores o en su caso, los CEL de años anteriores que pueden ser utilizados para años siguientes. De esta forma se obtiene la siguiente gráfica.

429. No hay información pública respecto a la migración de cargas de la figura de UB a UC, ni de los nuevos usuarios obligados a registrarse como UC. Sin embargo, los datos de CENACE indican una liberalización muy lenta del mercado, ya que al cierre de 2019 los Suministradores de Servicios Calificados sólo representaban el 1.38% de la demanda total del SEN, de acuerdo con los datos publicados por CENACE para el Mercado para el Balance de Potencia 2020, del año de producción 2019.

Gráfica 30. Escenarios de cumplimiento de CEL de CFE SSB.



Fuente: Elaboración propia.

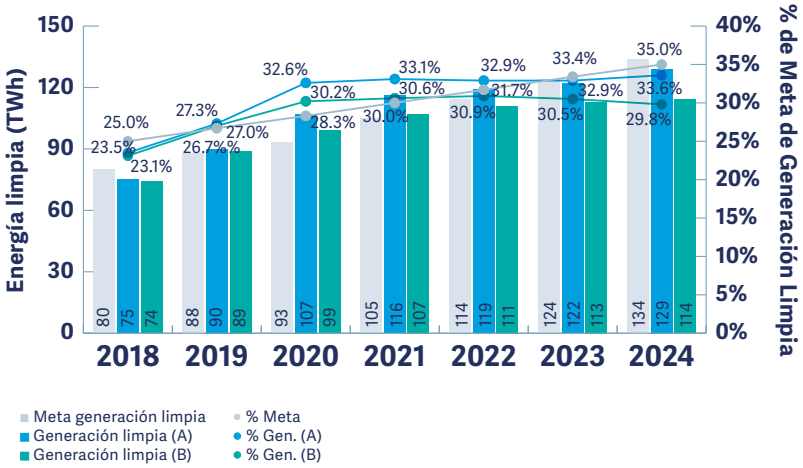
8. Cumplimiento de metas de generación a través de fuentes limpias.

Respecto al cumplimiento de las metas de generación a través de fuentes limpias, se utilizó el consumo bruto y se multiplicó por el porcentaje de meta de generación limpia establecidos en la normativa nacional y de las obligaciones internacionales, quedando de la siguiente manera.

Año	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Consumo bruto (GWh)	318,236	329,042	339,611	350,231	360,754	371,516	382,531
Meta Generación Limpia (%)	25.0%	26.7%	28.3%	30.0%	31.7%	33.4%	35.0%
Meta Generación Limpia (GWh)	79,559	87,854	92,906	105,069	114,359	123,901	133,886

Ya que se tienen las metas de generación limpia en GWh, se hace el cruce de datos de generación con los distintos escenarios para determinar el cumplimiento de las metas de generación limpia a nivel país y se obtiene la siguiente gráfica.

Gráfica 31. Cumplimiento de metas de generación de Energía Limpia.



Fuente: Elaboración propia.

ANEXO 4. IMPLICACIONES EN MATERIA DE COMPETENCIA DE LAS MODIFICACIONES AL RÉGIMEN LEGADO

I. Los Contratos Legados de Suministro Básico como mecanismo de transición

Los Contratos Legados han sido utilizados en otros países con el fin de tener una transición ordenada entre un sector eléctrico donde todas las actividades eran realizadas por una sola empresa a otro donde dichas actividades ahora se realizan de forma desagregada por varias empresas en mercados competitivos.[430]

En México, el Transitorio Décimo Noveno de la LIE establece la opción de que CFE SSB pueda firmar Contratos Legados[431] bajo la figura de CCE con las Centrales Eléctricas Legadas[432] y Centrales Eléctricas Externas Legadas[433] con precios basados en sus costos.[434] Los Contratos Legados permiten a CFE SSB cubrir parte de sus necesidades de energía, Potencia, CEL y Servicios Conexos.[435]

Las centrales consideradas en este esquema transitorio debían seguir criterios de viabilidad económica y cumplir las siguientes características a la entrada en vigor de la LIE:[436]

1. **Central Eléctrica Legada:** a) ser propiedad de organismos, entidades o empresas del Estado y estar en operación al momento de la publicación de la ley, b) estar incluidas en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF) 2014 en modalidad de inversión directa, c) no tener permiso de generación bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente o usos propios continuos
2. **Central Externa Legada:** a) contar con un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de producción independiente, b) estar incluida en el PEF 2014 en modalidad de inversión condicionada.

De manera que las centrales que podrían considerarse en los Contratos Legados eran aquellas que ya estaban en operación al momento de la entrada en vigor de la LIE o cuya construcción estaba considerada en el PEF 2014. Esto implicaba que eventualmente el límite en capacidad y vencimiento de estos daría paso a las nuevas formas de contratación de cobertura eléctrica consideradas en la LIE, principalmente las subastas. Por lo tanto, esta previsión podría interpretarse como una forma en la que se buscó acotar en la LIE dichos contratos y brindarles un carácter de transicional.

Además, la LIE señala que los Contratos Legados deben "minimizar los costos del Suministro Básico".[437] Para identificar las centrales sujetas a contrato y dar cumplimiento a ello, la SENER[438] desarrolló la Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados para el Suministro Básico (Anexo D)" (Anexo D) que establece los términos, plazos, criterios, bases y metodologías para suscribir Contratos Legados para el Suministro Básico.[439] Adicionalmente, la contratación de las

430. Entre los países que utilizaron Contratos Legados se encuentran: Australia, Irlanda y Singapur. SENER. Nota explicativa Contratos Legados para el Suministro Básico. p. 1. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ContratosCoberturaElectrica.aspx#:~:text=Los%20Contratos%20de%20Cobertura%20El%C3%A9ctrica,de%20los%20pagos%20basados%20en https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258356/Nota_explicativa_contratos_legados.pdf
431. El artículo 3, fracción XIV, de la LIE define Contrato Legado para el Suministro Básico como "Contrato de Cobertura Eléctrica que los Suministradores de Servicios Básicos tendrán la opción de celebrar, con precios basados en los costos y contratos respectivos, que abarcan la energía eléctrica y Productos Asociados de las Centrales Eléctricas Legadas y las Centrales Externas Legadas;"
432. Las Centrales Eléctricas Legadas son plantas no incluidas en un permiso de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente o de usos continuos que: i) estaban en operación por parte de organismos o empresas del Estado a la fecha de entrada en vigor de la LIE (11 de agosto de 2014) y se encontraban en condiciones de operación; o ii) estaban previstas en el Presupuesto de Egresos de la Federación (PEF).
433. Las Centrales Eléctricas Externas Legadas son aquellas que: i) tienen un permiso de Productor Independiente de Energía (PIE); o ii) fueron incluidas en el PEF en modalidad de inversión condicionada.
434. Transitorio Décimo Noveno de la LIE.
435. SENER (2017). Anexo D. Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados. p.4. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258363/ANEXO_D.pdf
436. Artículo 3 de la LIE.
437. Transitorio Décimo Noveno, párrafo segundo, de la LIE.
438. De acuerdo con el Transitorio Noveno de la LIE, le corresponde a la SENER establecer los términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados de suministro básico.
439. Op. cit. Anexo D. Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados.

Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas se realiza con base en sus costos históricos y operativos; con lo cual, los generadores podrán recuperar sus costos de generación a través de los contratos legados que celebren[440].

Con la emisión del Anexo D[441] en 2017, y en atención a la naturaleza transitoria de los Contratos Legados, podría interpretarse que la SENER agotó la facultad transitoria con la que contaba para regular los mecanismos, términos, plazos, criterios, bases y metodologías bajo los cuales los Suministradores de Servicios Básicos tendrían la opción de celebrar los Contratos Legados y que posterior al término de vigencia de estos se otorgarían con base en las subastas establecidas en el artículo 53 de la LIE. Una interpretación diferente a esta implicaría que dicho Anexo puede modificarse nuevamente en múltiples ocasiones posteriores, lo que sería contrario a la LIE, ya que permitiría a CFE SSB no acudir a las subastas para firmar CCE.

De acuerdo con el Anexo D, en 2017, se asignaron Contratos Legados, con plazos entre 1 y 30 años[442] a 97 centrales de CFE, 8 proyectos firmes en el PEF,[443] y a 21 contratos de Productores Independientes de Electricidad (PIE).[444]

Así, CFE SSB estableció contratos con Centrales Eléctricas Legadas y Centrales Externas Legadas con base en costos históricos y operativos de cada planta, buscando: (i) generar incentivos para operar centrales que sean financieramente viables, reconociéndoles el valor de activos, sin mantener plantas ineficientes en operación; y (ii) reducir el poder de mercado de generadores, al preestablecer precios para la energía, Capacidad, CEL y Servicios Conexos de las centrales contratadas.[445] Todos estos elementos permitían asegurar que los precios a los que contrataba CFE SSB fueran los más bajos posibles y se tradujeran en menores tarifas para los usuarios finales.[446]

El artículo 52 de la LIE establece que la CRE debe definir requisitos y montos mínimos de los CCE que los Suministradores –principalmente CFE SSB– deben celebrar para la adquisición de energía, Potencia y CEL que suministrarán a los consumidores; así como verificar su cumplimiento.

En específico CFE SSB está obligado a tener suscritos antes del 31 de diciembre de cada año, los CCE que garanticen la compra anticipada de determinados porcentajes de su demanda estimada de energía, Potencia y CEL para los 18 años calendario subsecuentes.[447, 448]

De manera que, en adición a los Contratos Legados y sobre todo una vez que estos vencieran, conforme al artículo 53 de la LIE la única forma en la que CFE SSB podría cubrir sus obligaciones de Cobertura Eléctrica, sería a través de las subastas como método competido para asegurar los mejores precios en la adquisición de electricidad y la reducción de las tarifas de suministro básico.

440. Objetivos de los Contratos Legados del Anexo D, p.3. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258363/ANEXO_D.pdf
441. Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5495120&fecha=25/08/2017
442. Para la selección de las centrales sujetas a contrato se identificaron aquellas centrales que, de acuerdo con el PRODESEN 2015 y 2016, se esperaba generan mayor valor a CFE SSB, lo que reducirá sus costos en el Mercado Eléctrico Mayorista y con ello las tarifas a los Usuarios Finales. De esta forma, la vigencia del contrato dependía del valor que cada central generara a lo largo del tiempo, es decir, las centrales más eficientes se les otorgaba contratos más largos. Op. cit. Nota explicativa Contratos Legados para el Suministro Básico. p. 3.
443. Centrales de Ciclo Combinado: Centro I, Valle de México, Empalme (Guaymas II) y Empalme II (Guaymas III); Cogeneración Eficiente: Salamanca Fase I; Centrales geotérmicas: Azufres III Fase I, Humeros; Combustión Interna: Guerrero Negro.
444. Op. cit. Anexo D. Nota explicativa Contratos Legados para el Suministro Básico. p. 3.
445. Op. cit. Anexo D. Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados. p. 4.
446. Op. cit. Anexo D. Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados. p. 4.
447. De acuerdo con lo establecido en la 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, publicada en el DOF el 25/07/2016. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016
448. No se cuenta con información pública respecto de la aplicación de los procesos de verificación anual del cumplimiento de las coberturas aplicables a los Suministradores desde la entrada en vigor de esta regulación en 2016, y por lo tanto, de la eventual aplicación de las penalizaciones establecidas en la LIE en caso de incumplimiento. El incumplimiento de los requisitos de cobertura será sancionado de acuerdo con lo establecido en el artículo 165 de la LIE (Disposición Décima Novena de 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, publicadas en el DOF el 10 de marzo de 2016).

II. Modificaciones propuestas al régimen de Contratos Legados.

La Reforma a la LIE modifica el artículo 3 de la LIE para establecer como Centrales Eléctricas Legadas todas aquellas que no se incluyan en un permiso para generar energía eléctrica bajo la modalidad de autoabastecimiento, cogeneración, pequeña producción, producción independiente o usos propios continuos, y sean propiedad de los organismos, entidades o empresas del Estado, con independencia de su modalidad de financiamiento, lo que implica que cualquier central de CFE pueda catalogarse como tal. Adicionalmente, incluye en el artículo 3 la figura de *Contrato de Cobertura Eléctrica con Compromiso de Entrega Física* y la define como el acuerdo entre un Suministrador de Servicios Básicos y un Generador mediante el cual se obligan a la compraventa de energía eléctrica o Productos Asociados en una hora o fecha futura y determinada, con el compromiso de realizar la entrega física de la energía, Servicios Conexos o Potencia establecidos, y para lo cual el Generador presentará al CENACE los programas de generación de las Centrales Eléctricas que formen parte del Contrato mediante ofertas de programa fijo en el Mercado Eléctrico Mayorista, conforme a las Reglas de Mercado.

Además, modifica el artículo 53 para especificar que los Suministradores de Servicios Básicos "podrán" celebrar CCE a través de subastas, lo que elimina la obligación de hacerlo por dicho método competido. Finalmente, otorga diferentes ventajas a las Centrales Legadas.

En concordancia con lo anterior, el 30 de octubre de 2020, el Órgano de Gobierno de la CRE, en sesión extraordinaria, aprobó el Acuerdo A/037/2020 por el que dio opinión favorable a la propuesta de modificación del Anexo D que le presentó la SENER el 13 de octubre de 2020.[449]

III. Implicaciones las modificaciones al régimen legado.

1. Elimina la posibilidad de otros generadores de financiar sus proyectos de generación a través de competir en las Subastas para firmar contratos de largo plazo con los suministradores básicos (principalmente CFE SSB).

Como se mencionó, el artículo 53 de la LIE establece que los Suministradores de Servicios Básicos celebrarán CCE exclusivamente a través de subastas que llevará a cabo el CENACE.

De acuerdo con el Anexo D, los Contratos Legados se celebraron para abarcar la demanda máxima de Suministro Básico durante los primeros años de apertura del mercado eléctrico, más el margen mínimo que debía contratar CFE SSB para la reserva de operación en el Mercado de Balance de Potencia. Así, una vez celebrados estos contratos, la Potencia excedente o faltante se podría vender o adquirir, según correspondiera, en el Mercado para el Balance de Potencia anual y posteriormente en las Subastas de Mediano y Largo Plazo.[450]

Es decir, una vez establecidos los Contratos Legados, de acuerdo con el artículo 53 de la LIE, las Subastas de Mediano y de Largo Plazo serían el mecanismo mediante el cual CFE SSB podría establecer nuevos CCE que le permitieran cubrir los incrementos de demanda de los Usuarios Básicos y la demanda que deje de ser cubierta por los Contratos Legados cuando estos finalicen.

En México, un proyecto de energía limpia puede generar, de acuerdo con el marco regulatorio, tres productos: Energía, Potencia y Certificados de Energía Limpia. En el caso de la Potencia, sólo las tecnologías firmes son capaces de garantizar la disponibilidad de capacidad de generación para participar en este mercado.[451] Así, para que los proyectos de energías limpias intermitentes

449. El Acuerdo A/037/2020 no se encuentra publicado en la página de la CRE.
450. Op. Cit. Anexo D. p. 16.
451. La Base 11 Mercado para el Balance de Potencia, Bases del Mercado Eléctrico requieren garantizar la disponibilidad de capacidad de generación durante 100 horas críticas de cada año para participar en el Mercado de Potencia.

puedan ser financiados, es necesario que su modelo de negocio tenga garantizados los ingresos a largo plazo a través de los correspondientes contratos de compraventa de los productos que genere.

Desde la implementación de la reforma energética, las SLP han sido el principal medio para atraer inversión privada en proyectos de energía limpia, ya que es prácticamente el único mecanismo que brinda una certidumbre de ingresos a largo plazo, y permite la financiación de este tipo de proyectos.[452]

En este sentido, si se amplía la vigencia de los Contratos Legados de CFE SSB,[453] este suministrador podría requerir cubrir menores cantidades de energía a través de subastas o, en un extremo, no requerir cubrir sus necesidades a través de esta vía,[454] lo que *de facto* podría llevar a que no exista entrada de nuevos generadores limpios al mercado, al no contar con la garantía de un contrato de largo plazo. Asimismo, aquellos generadores limpios que han invertido en la expansión de su capacidad de generación podrán ver en riesgo sus inversiones al no poder participar en subastas para colocar sus excedentes de energía.

En este sentido, las modificaciones al régimen podrían excluir del mercado a posibles generadores que podrían ofertar mejores precios en la SLP, e inhibir la entrada futura de oferentes en el mercado de generación, por lo que elimina la concurrencia y competencia en este mercado.

2. Otorga ventajas exclusivas a CFE Generación al asegurar cierta demanda a sus centrales legadas.

Las modificaciones al régimen implican que, sin necesidad de recurrir a las subastas, CFE SSB (único Suministrador Básico del mercado quien atiende 81% del consumo del sistema) pueda cumplir con sus requerimientos de cobertura eléctrica (necesidades de energía, potencia, CEL y servicios conexos) a través de ampliar la vigencia, y capacidad de las centrales incluidas en los Contratos Legados, así como reincorporar otras que ya habían salido de los mismos.

De esta manera, las Centrales Legadas beneficiadas por las modificaciones podrán proveer electricidad a CFE SSB (principal suministrador del sistema) sin tener que competir con otros generadores a través de las subastas.

Dado que las modificaciones incluirían nuevas centrales y empresas productivas subsidiarias a las que se les amplió la vigencia del contrato, se puede constatar que la mayoría (si no es que todas las centrales) son propiedad de la CFE. Esto le otorga a dicha empresa una ventaja exclusiva sobre el resto de los generadores que compiten en dicho mercado.

Además, podría permitir financiar proyectos de generación que de otra manera no serían rentables, a través de asegurarles cierta demanda mediante estas modificaciones. Esto implica una ventaja para CFE Generación, en comparación con otros competidores que deben financiar sus proyectos a través de contratos de largo plazo, que generalmente se daban a través de las subastas, mismas que -como se mencionó- han sido suspendidas.

452. De acuerdo con información disponible sobre los proyectos adjudicados en las SLP, estos permitieron la inversión de más de 7,500 MDD en energía limpia (principalmente tecnología solar fotovoltaica y eólica). Información recopilada a partir de datos publicados en la plataforma Proyectos México (disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/) y en notas de prensa de los operadores adjudicados.
453. La vigencia de los Contratos Legados va de 1 a 30 años, las centrales sujetas a contrato se identificaron de acuerdo con el PRODESEN 2015 y 2016 y se buscó que fueran las que generaran mayor valor al Suministro de Servicios Básicos. La vigencia del contrato depende del valor que cada central genere a lo largo del tiempo. De acuerdo con la Metodología de la Nota Explicativa: Contratos Legados para el Suministro Eléctrico. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258356/Nota_explicativa_contratos_legados.pdf
454. Esto bajo un escenario de ejecución de los proyectos de ampliación de energía para plantas legadas que autoriza el Acuerdo A/037/2020.

3. Elimina la posibilidad de competir como Suministrador de Servicios Básicos.

Actualmente hay al menos tres empresas[455] que cuentan con un permiso como Suministrador de Servicios Básicos; las cuales, tal como la normativa lo prevé, deben recurrir a las subastas para suscribir CCE.

Dado que, como se explicó, las modificaciones podrían implicar que CFE SSB ya no necesite recurrir a las subastas para cumplir con sus obligaciones de cobertura eléctrica, el CENACE difícilmente organizará dichos procedimientos sin la participación del principal suministrador del sistema (además de que por el momento las subastas se encuentran indefinidamente canceladas). Esto elimina la opción de que nuevos suministradores básicos cumplan con sus obligaciones de cobertura eléctrica y por lo tanto descarta la posibilidad de competir en este mercado.

Así, las modificaciones podrían implicar que CFE SSB siga siendo el único competidor en el suministro básico.

4. Implica desventajas para los suministradores calificados quienes se ven impedidos para acudir a las subastas para establecer CCE, incrementando la volatilidad e incertidumbre que enfrentan.

El artículo 52 de la LIE establece que la CRE debe definir requisitos y montos mínimos de los CCE que los suministradores, tanto los suministradores de servicios básicos como los suministradores de servicios calificados y los suministradores de último recurso deben celebrar para la adquisición de Energía, Potencia y CEL que suministrarán a los consumidores que representan, así como verificar su cumplimiento.

Para cubrir dichos requerimientos los suministradores calificados pueden establecer contratos a través de las subastas o directamente en el MEM. Al respecto, la primera opción permite pactar condiciones de largo plazo y, por lo tanto, minimizar la volatilidad e incertidumbre para quienes adquieren electricidad para comercializarla en el mercado calificado.

En este sentido, dado que como se explicó, las modificaciones podrían implicar que ya no sea necesario que el CENACE reanude las subastas, los suministradores de servicios calificados sólo tendrían la opción de acudir al MEM a comprar potencia, energía, CEL y servicios conexos lo cual implica mayor volatilidad e incertidumbre y los pone en desventaja respecto de CFE SSB. Esto, a su vez, podría desmotivar la migración voluntaria de usuarios al servicio calificado, generando una ventaja para CFE SSB

5. Elimina la posibilidad de minimizar costos de la electricidad a través del método competido de las Subastas, lo que podría traducirse en mayores tarifas y/o mayores subsidios.

La LIE previó la competencia como mecanismo para minimizar los costos de generación y suministro de electricidad. En este sentido, contempla a las subastas como el mecanismo competido para la asignación de CCE para los Suministradores Básicos, principalmente CFE SSB a los mejores precios posibles.

En el entendido de que las centrales incluidas en las modificaciones podrían participar en las subastas, y si fueran lo suficientemente eficientes en términos de costos, ganarían los CCE. De esto se deriva que, recurrir a la ampliación de los Contratos Legados para que CFE SSB adquiera

455. Los permisos se han otorgado a: (i) BH Energy Supply S.A.P.I de C.V. con permiso E/2068/SB/2018 (RES/1646/2018), (ii) Enlace y Representación Gubernamental T & M con permiso E/2069/SB/2018 (RES/1647/2018) y (iii) Suministro Básico del Centro SUBACE SA DE CV con permiso E/2070/SB/2018 (RES/1648/2018). Disponible en: https://www.cre.gob.mx/Permisos/index.html

su Cobertura Eléctrica de dichas centrales, sin un método competido, podría implicar precios más elevados. De esta manera, los cambios propuestos podrían ralentizar la disminución de la tarifa de suministro básico, e incluso conllevar un aumento de la misma.

Actualmente, la tarifa regulada de suministro básico está principalmente compuesta por el costo de las centrales de ciclo combinado de los Contratos Legados (con la consiguiente volatilidad de precios del gas natural). Con las SLP, CFE SSB tuvo acceso a electricidad generada a través de proyectos de energía limpia que han resultado ser una alternativa competitiva en términos de precio.[456] La competencia intensa entre participantes resultó en una reducción de precios del 14% entre la SLP-1/2016 y la SLP-1/2015 y del 53% para el caso de la SLP-1/2017 con respecto a la SLP-1/2015.

Los precios resultantes de las SLP son fijos, únicamente sujetos a las indexaciones anuales previstas en los CCE de las SLP que no dependen de los precios internacionales de los combustibles, lo que permite incluir en la tarifa final de suministro básico un componente que otorga mayor estabilidad a los costos de generación reduciendo, por tanto, su volatilidad, con los beneficios que eso implica para los consumidores.

De forma que una integración cada vez mayor de proyectos de energía limpia adjudicados mediante las subastas permitiría la reducción del costo de generación a los que CFE SSB adquiere electricidad y, por lo tanto, de las tarifas que pagan los usuarios.

Por el contrario, la falta de integración de nuevos proyectos de energía limpia derivados de la ampliación de los Contratos Legados y de la cancelación de las SLP podría resultar en una intervención costosa por parte del Ejecutivo Federal para mantener la estabilidad en el precio de la energía eléctrica[457] que, a falta de energías limpias, será generada mediante combustibles fósiles, lo que incrementará así el costo de la generación y su susceptibilidad a la volatilidad de los precios de los combustibles.

De esta forma, las modificaciones podrían implicar la eliminación del método competido de las subastas como mecanismo para minimizar costos de la provisión de energía a los UB, lo que resultaría en mayores tarifas de suministro o mayores subsidios para mantener los precios de las mismas.

456. Costo unitario por tecnología 2019: Ciclo combinado 1,435 MXN/MWh versus 583 MXN/MWh de proyectos eólicos y solares adjudicados mediante SLP. Fuente: Memoria de Cálculo de tarifas finales de suministro básico 2019, CRE.
457. De acuerdo con el artículo 139 de la LIE, el Ejecutivo Federal, a través de la Secretaría de Hacienda, puede determinar un mecanismo de fijación de tarifas distinto al definido por la CRE y de esta manera subvencionar el costo de la energía para determinados grupos de usuarios del Suministro Básico.

REFERENCIAS

- ¿Por qué falló el Sistema eléctrico de Texas?, El Universal, febrero 2021. Disponible en: https://www.eluniversal.com.mx/mundo/por-que-fallo-el-sistema-electrico-de-texas
- ¿Qué es el Acuerdo de París? (Sin fecha), Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris
- 11 Countries leading the charge on renewable energy. Climate Council Australia. Disponible en: https://www.climatecouncil.org.au/11-countries-leading-the-charge-on-renewable-energy/
- A Policymaker's Guide to Feed-in Tariff Policy Design (2010), NREL, p. 7. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf
- About the RO. Ofgem. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/ro/about-ro
- Acuerdo de cancelación de la SLP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2018/40%20Acuerdo%20de%20Cancelaci%C3%B3n%20de%20la%20SLP%20No.1%202018%20v31%2001%202019.pdf
- Acuerdo de carácter General 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 (2016), SENER. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5423490&fecha=26/01/2016
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se abrogan los diversos A/074/2017 y A/010/2018. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5604585&fecha=10/11/2020
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican 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, contenidas en la resolución número RES/390/2017 (2020), Sistema de Manifestación de Impacto Regulatorio CONAMER. Disponible en: http://187.191.71.192/expedientes/24002
- Acuerdo de la Comisión Reguladora de Energía por el que se modifican y adicionan las Disposiciones Administrativas de Carácter General para el funcionamiento del Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (2018), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5511102&fecha=23/01/2018
- 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 (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5465849&fecha=16/12/2016
- Acuerdo de suspensión de las Subastas de Mediano Plazo SMP-1/2018. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/MedianoPlazo/2018/02%20Acuerdo%20de%20suspensi%C3%B3n%20de%20la%20SMP%201-2018_04062019.pdf

- Acuerdo por el que la Secretaría de Energía aprueba y publica la actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios, en términos de la Ley de Transición Energética. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5463923&fecha=02/12/2016
- Acuerdo por el que la Secretaría de Energía emite las Bases del Mercado Eléctrico (2015), SENER. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5407715&fecha=08/09/2015
- Acuerdo por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2022 (2019), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555915&fecha=29/03/2019#:~:text=El%20Requisito%20de%20Certificados%20de%20Energ%C3%ADas%20Limpias%20correspondiente%20al%20Periodo,28%20de%20marzo%20de%202019
- Acuerdo por el que se emite el Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de Centros de Carga. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018
- Acuerdo por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional (2020), SENER. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5593425&fecha=15/05/2020
- Acuerdo por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Comisión Reguladora de Energía, como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5609975&fecha=18/01/2021
- Acuerdo por el que se expide la Estrategia Nacional de Cambio Climático (2013), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5301093&fecha=03/06/2013
- Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014 (2019), SENER. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5576691&fecha=28/10/2019
- Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016 (2019), SENER. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5555005&fecha=25/03/2019
- Acuerdo por el que se reanudan los plazos y términos legales en la Comisión Reguladora de Energía, que fueron suspendidos como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19 en los diversos Núm. A/01//2020, A/014/2020, A/015/2020 y A/018/2020. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_to_doc.php?codnota=5598485#:~:text=Que%20el%2024%20de%20marzo,propagaci%C3%B3n%20del%20coronavirus%20COVID%2D19.
- Acuerdo por el que se reforma el Segundo Transitorio del Acuerdo por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014, publicado el 28 de octubre de 2019, SENER. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5581572&fecha=10/12/2019

- Acuerdo por el que se suspenden todos los efectos y consecuencias derivados del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica", publicado en el Diario Oficial de la Federación el nueve de marzo de dos mil veintiuno. Disponible en: http://187.191.71.192/portales/resumen/51492
- Acuerdo que abroga 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. Secretaria de Energía (2017). Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474979&fecha=01/03/2017
- Acuerdo que modifica los artículos primero y segundo del Acuerdo que modifica el acuerdo que reforma y adiciona el diverso por el que se establece la suspensión de plazos y términos legales en la Secretaría de Energía, como medida de prevención y combate de la propagación del coronavirus COVID-19, publicado en el DOF el 25 de marzo de 2020, publicado en dicho órgano de difusión el día 17 de abril de 2020, publicado en el DOF el 30 de abril de 2020. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5594134&fecha=29/05/2020
- Almacenamiento de energía: la clave de un futuro descarbonizado. Disponible en: https://www.iberdrola.com/medio-ambiente/almacenamiento-de-energia-eficiente
- Almazan, J. (2019). Las renovables logran suspender los cambios a los certificados limpios. 10 de enero de 2020, de Expansión Sitio web: https://expansion.mx/empresas/2019/12/11/las-renovables-logran-suspender-los-cambios-a-los-certificados-limpios
- Artículo 133, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/articulos/133.pdf
- Artículo 16, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/articulos/16.pdf
- Artículo 28, Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: http://www.ordenjuridico.gob.mx/Constitucion/articulos/28.pdf
- Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias (Sin fecha), SENER. Disponible en: https://dgel.energia.gob.mx/azel/mapa.html?lang=es
- Auditoria Superior de la Federación, Revisión de Desempeño de la Empresa Productiva Subsidiaria CFE Transmisión. Disponible en: https://www.asf.gob.mx/Trans/Informes/IR2018b/simplificados/499-DE.pdf
- Australian Government, Clean Energy Regulator (2018). Liable entities. Disponible en: http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/Scheme-participants-and-industry/Renewable-Energy-Target-liable-entities
- Aviso por el que se da a conocer el requisito para la adquisición de Certificados de Energías Limpias en 2018 (2015), Secretaría de Energía. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5387314&fecha=31/03/2015
- 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 (2016). Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431515&fecha=31/03/2016

- 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 (2017). Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5478190&fecha=31/03/2017
- Cancelan proyecto de interconexión eléctrica de Baja California. El Economista. Disponible en: https://www.eleconomista.com.mx/estados/Cancelan-proyecto-de-interconexion-electrica-para-Baja-California-20190131-0103.html
- Capítulo 20 Medio Ambiente, Tratado de Asociación Transpacífico. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/86488/20._Medio_Ambiente.pdf
- Capítulo 24 Medio Ambiente, Tratado de México, Canadá y Estados Unidos. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/465806/24ESPMedioAmbiente.pdf
- CELS de CFE ayudarán a mantener el compromiso del Gobierno Federal de no aumentar las tarifas eléctricas más allá de la Inflación (2019), Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: https://www.cfe.mx/salaprensa/Paginas/salaprensadetalle.aspx?iid=562&ilib=5
- CENACE (2015), Base 11: Mercado para el Balance de Potencia. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoBalance/Base%2011%20de%20las%20Bases%20del%20Mercado%20El%C3%A9ctrico%20(DOF%20SENER%2008-Sep-15).pdf
- CENACE (2018). Informe de la Tecnología de Generación de Referencia. Año de Producción 2018. P.4. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/TecnologiaGeneracionReferencia/2019/Tecnolog%C3%ADa%20Generaci%C3%B3n%20Referencia%202018%20v2018%2011%2009%20Preliminar.pdf
- CENACE, Capacidad Demandada y Requisito Anual de Potencia, Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/CapacidadDemandadaRAP.aspx
- CENACE, Primera Subasta de Largo Plazo 2017 (SLP 1/2017). Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/SubastasLP12017.aspx
- Centrales Solares, ASOLMEX. Disponible en: https://www.google.com/maps/d/u/0/viewer?mid=1xrzQH5HW8cUyg12cevifurlui7WzNzOX&hl=es_419&ll=25.2954284318825%2C-103.11954178678309&z=5
- Certificados de Energía Limpia otorgados a abril 2020 por la CRE. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/555164/Cel_Otorgados_2020_Abril.pdf
- Certificados de Energía Limpia y sus Consideraciones para promover la inversión (2015), IMCO. Disponible en: https://imco.org.mx/certificados-de-energia-limpia-y-sus-consideraciones-para-promover-la-inversion/
- Clean Energy Regulator (2016). History of the scheme. Disponible en: http://www.cleanenergyregulator.gov.au/RET/About-the-Renewable-Energy-Target/History-of-the-scheme
- Climate Impacts on Latin American Hydropower, IEA (2021). Disponible en: https://www.iea.org/reports/climate-impacts-on-latin-american-hydropower
- COFECE interpone controversia constitucional contra el Decreto que reforma diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: https://www.cofece.mx/cofece-interpone-controversia-constitucional-contra-el-decreto-que-reforma-diversas-disposiciones-de-la-ley-de-la-industria-electrica/
- COFECE, Acuerdo por el que se modifican los Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad contiene disposiciones que podrían implicar riesgos a la competencia y libre concurrencia de la industria eléctrica (2019), OPN-003-2019. Disponible en: https://www.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V112/4/4791684.pdf

- COFECE, Comunicado COFECE-010-2020, Invita COFECE a responder un Cuestionario abierto al público sobre el mercado de Certificados de Energías Limpias (2020). Disponible en: https://www.cofece.mx/cuestionario-abierto-al-publico-sobre-mercado-de-cel/
- COFECE, Controversia constitucional contra la emisión de la Política de confiabilidad, seguridad, continuidad y calidad en el Sistema Eléctrico Nacional, COFECE-023-2020. Disponible en: https://www.cofece.mx/cofece-interpone-controversia-constitucional-contra-la-emision-de-la-politica-de-confiabilidad-seguridad-continuidad-y-calidad-en-el-sistema-electrico-nacional/
- COFECE, Opinión Sobre el Anteproyecto de Acuerdo que establece las mercancías cuya importación y exportación está sujeta regulación por parte de la Secretaría de Energía (SENER). OPN-011-2020. P. 11. Disponible en: https://resoluciones.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V170/3/5344481.pdf
- COFECE, Opinión Sobre la Iniciativa con proyecto de Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica, OPN-001-2021. Disponible en: https://resoluciones.cofece.mx/CFCResoluciones/docs/Opiniones/V173/9/5363212.pdf
- Colas de Interconexión (Sin fecha), CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ColasInterconexion.aspx
- Comisión Federal de Electricidad, CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. (2020), CFE. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5594800&fecha=10/06/2020
- Comisión Reguladora de Energía, Permisos otorgados por la CRE. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision
- Comunicado de prensa CENACE: Centrales que entraron en operación en 2018. Disponible https://www.gob.mx/cenace/prensa/maximo-historico-de-generacion-cubrira-la-demanda-electrica--2019-179826.
- Conceden suspensión definitiva a amparo contra ley y política de generación de energía eléctrica (2020), Centro Mexicano de Derecho Ambiental. Disponible en: https://www.cemda.org.mx/conceden-suspension-definitiva-a-amparo-contra-ley-y-politica-de-generacion-de-energia-electrica/
- Conceden suspensión definitiva contra ley eléctrica. Energía a Debate, marzo 2021. Disponible en: https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/conceden-suspension-definitiva-contra-ley-electrica/
- Concurso Abierto No. CFE-0036-CASOA-001-2018, CFE. Disponible en: https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos/Procedure/Details
- Conferencia de las Partes, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/process/bodies/supreme-bodies/conference-of-the-parties-cop?page=%2C%2C%2C2%2C%2C%2C%2C%2C%2C%2C%2C0%2C0
- Contratos de Cobertura Eléctrica. CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/ContratosCoberturaElectrica.aspx#:~:text=Los%20Contratos%20de%20Cobertura%20El%C3%A9ctrica,de%20los%20pagos%20basados%20en
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1992). Disponible en: https://unfccc.int/files/essential_background/background_publications_htmlpdf/application/pdf/convsp.pdf

- Decreto por el que reforman los artículos 3°., fracción III; 10; 11, fracción III; 14 y 26 de la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética; y 36 Bis de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (2011), Presidencia de la República. disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5192539&fecha=01/06/2011
- Decreto por el que se aprueba la Enmienda de Doha al Protocolo de Kioto, adoptada en Doha, el ocho de diciembre de dos mil doce (2014), Presidencia de la República. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5346855&fecha=30/05/2014
- Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía (2014). Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357927&fecha=28/08/2014
- Decreto por el que se expide la Ley General de Cambio Climático (2012), Presidencia de la República. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5249899&fecha=06/06/2012
- Decreto por el que se expide la Ley para el Aprovechamiento de Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (2008), Presidencia de la República. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5070927&fecha=28/11/2008
- Decreto por el que se expiden la Ley de la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales (2014), Presidencia de la República. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5355986&fecha=11/08/2014
- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia Energética (2013) disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5327463&fecha=20/12/2013
- Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5613245&fecha=09/03/2021.
- Department of Energy and Climate Change (2015). Policy Paper 2010 to 2015 government policy: low carbon technologies. Appendix 5: the Renewables Obligation (RO). Disponible en: https://www.gov.uk/government/publications/2010-to-2015-government-policy-low-carbon-technologies/2010-to-2015-government-policy-low-carbon-technologies#appendix-5-the-renewables-obligation-ro
- Dictamen de las Comisiones Unidas de Puntos Constitucionales, de Energía, y de estudios Legislativos primera, con proyecto de decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en materia de Energía (2013), Senado de la República, p. 14. Disponible en: https://www.senado.gob.mx/comisiones/puntos_constitucionales/docs/DICTAMEN_REFORMA_ENERGETICA.pdf
- 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. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5466651&fecha=22/12/2016
- Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los términos para presentar la información relativa al objeto social, capacidad legal, técnica y financiera, así como la descripción del proyecto, y el formato de la solicitud de permisos de generación de energía eléctrica (2015), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5388235&fecha=08/04/2015

- Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los criterios de Eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad, Seguridad y Sustentabilidad del SEN: Código de Red. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
- Dominique Finon (2013) The transition of the electricity system towards decarbonization: the need for change in the market regime, Climate Policy, 13:sup01, 130-145, DOI: 10.1080/14693062.2012.741832.
- Efectos a la Salud por la contaminación del aire ambiental (2017), Comisión Federal para la Protección contra riesgos sanitarios. Disponible en: https://www.gob.mx/cofepris/acciones-y-programas/3-efectos-a-la-salud-por-la-contaminacion-del-aire-ambiente
- Electricity: Renewables and Smart Grids. Competition Committee (2010), OCDE. Disponible en: http://www.oecd.org/regreform/sectors/46586020.pdf
- Entran 3024 MW de nueva generación al SIN. Disponible en: https://www.gob.mx/cenace/es/articulos/entran-3024-mw-de-nueva-generacion-al-sistema-interconectado-nacional?idiom=es
- EveryCRSReport, (2013). European Union Wind and Solar Electricity Policies: Overview and Considerations. Disponible en: https://www.everycrsreport.com/reports/R43176.html#_Toc363825462
- Expediente 89/2020. Controversia Constitucional. Disponible en: https://www2.scjn.gob.mx/ConsultaTematica/PaginasPub/DetallePub.aspx?AsuntoID=272324
- Exposición de motivos de la Iniciativa con proyecto de Decreto que reforma, adiciona y deroga diversas disposiciones a los artículos 25, 27 y 28 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Disponible en: https://legislacion.scjn.gob.mx/Buscador/Paginas/AbrirDocProcLeg.aspx?q=/Uzk6PWWUGGbrFgW/MQRheVHIIPSxd0V3mtVoZHKrkkn6RiTWmb9m87CxVEYFnphyYSPSThF5GGZTxJwnH9qNf7MdedAP+c35IOIMv1jHBOYttrTaUbhVx8wXO6VGKLm5GmEr80Av0Mu+SQKzweMKTEA5JHbJunZJJ1d62v22uQ=
- Exposición de motivos de la Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: https://legislacion.scjn.gob.mx/Buscador/Paginas/AbrirDocProcLeg.aspx?q=u+uol4XmeVVQSBV20oBZUzfoffjRaRREeXcrYq9ZdIt3r73u5/ZcAiJ87EltGSXDkLXBu+Qv24vehbDZSivnqdaisBmATdukIc7EOX+OO08mU1kY24JrOnenubF9MIJ4wAUyutpZnK9lXOZaaWlWRF1I/Dg2mIlOHWvfR4UJEQ8=
- Fallo de la subasta y asignación de contratos, Subasta de Largo Plazo SLP-1/2015. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2015/36%20Extracto%20del%20Fallo%20de%20la%20Primera%20Subasta%20de%20Largo%20Plazo%20SLP%20-%201%20-%202015%20v2016%2004%2001.pdf
- Fallo de la subasta y asignación de contratos, Subasta de Largo Plazo SLP-1/2016. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2016/41 Extracto del Acta del Fallo v2016 09 29.zip
- Fallo de la subasta y asignación de contratos, Subasta de Largo Plazo SLP-1/2017. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/Subastas/2017/56 Extracto del Fallo de la Subasta de Largo Plazo No. 1 SLP2017 v 23 11 2017.zip
- Gas de Efecto Invernadero (Sin fecha), Green Facts. Disponible en: https://www.greenfacts.org/es/glosario/ghi/gas-efecto-invernadero.htm

- Guía de programas de fomento a la generación de energía con recursos renovables. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/47854/Guia_de_programas_de_fomento.pdf
- Guía Práctica de Trámites y Permisos para proyectos de cogeneración de Energía Eléctrica en México. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/200257/cogeneracion.pdf
- Guía sobre los requerimientos técnicos del Código de Red aplicables a Centros de Carga (2019), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/guia-sobre-los-requerimientos-tecnicos-del-codigo-de-red-aplicables-a-centros-de-carga
- Hernández, L. Octubre 12,2020, Esta fue la teoría de las subastas que ganó el premio Nobel de Economía. El Financiero. Disponible en: https://www.elfinanciero.com.mx/economia/paul-r-milgrom-y-robert-b-wilson-ganan-nobel-de-economia-por-mejoras-en-la-teoria-de-subasta/
- Informe Anual (2016), Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: https://www.cfe.mx/finanzas/reportes-financieros/Informe%20Anual%20Documentos/Informe%20Anual%202016%20CFE.pdf?csf=1&e=eUcCiv
- Informe Anual 2018 (2019), Comisión Federal de Electricidad. Disponible en: https://infosen.senado.gob.mx/sgsp/gaceta/64/1/2019-05-15-1/assets/documentos/PoderEjecutivo_informe_anual_2018_cfe.pdf
- Informe Sobre la Brecha de Producción 2020. Disponible en: https://www.unep.org/es/noticias-y-reportajes/comunicado-de-prensa/gobiernos-del-mundo-deben-reducir-la-produccion-de
- Inscripciones en el Registro de Usuarios Calificados (2020). Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/540653/INSCRIPCIONES_EN_EL_REGISTRO_DE_USUARIOS_CALIFICADOS_Feb20.pdf
- Instrumentos del Programa Regulatorio (2019), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo/?id=YWUzYjQxMjkt-Nzg3OS00NTM4LTE1Ni0wODlhZGZmYzgxYWE=
- International Energy Agency and 21st Century Power Partnership, 2018; IEA, 2019 Innovation landscape for a Renewable-powered future: Solutions to integrate variable renewables.
- International Renewable Energy Agency (2018). Evaluación de la Flexibilidad del Sistema Eléctrico de Uruguay. Disponible en: https://irena.org/publications/2018/Oct/Evaluacion-de-la-flexibilidad-del-sistema-electrico-de-Uruguay#:~:text=Uruguay%20tiene%20actualmente%20una%20alta,el%C3%A9ctrico%20est%C3%A1%20cerca%20del%20100%25.
- International Renewable Energy Agency. Increasing Time Granularity in Electricity Markets. P. 6. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Feb/IRENA_Increasing_time_granularity_2019.pdf?la=en&hash=BAEDCA-5116F9380AEB90C219356DA34A5CB0726A
- Joskow, P., 2008. «Lessons learned from electricity market liberalization». Energy J. 29 (2), 9–42.

- La Regulación Económica de la Distribución de la Energía Eléctrica (2017). Disponible en: http://publicaciones.eafit.edu.co/index.php/ecos-economia/article/download/2014/2017
- Las renovables logran suspender los cambios a los certificados limpios (2019), Almazán J. Expansión. Disponible en: https://expansion.mx/empresas/2019/12/11/las-renovables-logran-suspender-los-cambios-a-los-certificados-limpios
- Lazard´s Levelized cost of Energy Analysis-Version 13.0 (2019). Disponible en: https://www.lazard.com/media/451086/lazards-levelized-cost-of-energy-version-130-vf.pdf
- Legal Sources on Renewable Energy (2019). Belgium, National: Quota system (Green Certificates), Addressees. Disponible en: http://www.res-legal.eu/search-by-country/belgium/single/s/res-e/t/promotion/aid/national-quota-system-green-certificates/lastp/107/
- Legal Sources on Renewable Energy (2019). Sweden, Quota System, Adressees. Disponible en: http://www.res-legal.eu/search-by-country/sweden/single/s/res-e/t/promotion/aid/quota-system-1/lastp/199/
- Ley de la Industria Eléctrica. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LIElec_110814.pdf
- Ley de Transición Energética (2015) disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5421295&fecha=24/12/2015
- Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Disponible en: https://www.senado.gob.mx/comisiones/energia/docs/marco_LSPEE.pdf
- Ley Federal sobre Monumentos y Zonas Arqueológicos, Artísticos e Históricos. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/131_160218.pdf
- Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección del Ambiente. Disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148_050618.pdf
- Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición (2014), SENER. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5366674&fecha=31/10/2014
- Lista de Participantes de Mercado, Lista mensual Julio 2020, Centro Nacional de Control de Energía CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/12_REGISTRO/ListaPM/2020/07.%20Lista%20de%20Participantes%20del%20Mercado%20(Julio-2020).pdf
- Lista de Participantes del Mercado, Reporte mensual mayo 2020, CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMerc.aspx
- Lista de permisos y autorizaciones otorgados en materia de electricidad (Sin fecha), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/permisos-otorgados-por-la-comision/resource/7c09fbd5-f3aa-4e1c-96e2-75cfa3215ed8
- Manual de Medición para Liquidaciones (2018), SENER. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5510364&fecha=10/01/2018
- Manual de Registro y Acreditación de Participantes del Mercado (2016), SENER. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5444865&fecha=15/07/2016101
- Manual de Requerimientos de Tecnologías de la Información y Comunicaciones para el Sistema Eléctrico Nacional y el Mercado Eléctrico Mayorista (2017), SENER. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5506567&fecha=04/12/2017

- Manual de Subastas de Largo Plazo (2015), SENER. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5416021&fecha=19/11/2015
- Manual para la Interconexión de Centrales Eléctricas y Conexión de centros de Carga (2018), SENER. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5512744&fecha=09/02/2018
- Máximo histórico de generación cubrirá la demanda eléctrica en 2019, CENACE. Disponible en: https://www.gob.mx/cenace/prensa/maximo-historico-de-generacion-cubrira-la-demanda-electrica-en-2019-179826
- Memoria de cálculo de Tarifas de suministro básico (2019), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://datos.gob.mx/busca/dataset/memorias-de-calculo-de-tarifas-de-suministro-basico
- Modelo de Contrato Legado para el Suministro Básico para Centrales Eléctricas Legadas Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258358/ANEXO_A.pdf
- Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, México. Disponible en: https://unfccc.int/node/61114
- National Policy Instruments: Policy Lessons for the Advancement & Diffusion of Renewable Energy Tecnologies Around the World. International Conference for Renewable Energies (2004). Disponible en: http://www.ren21.net/Portals/0/documents/irecs/renew2004/National%20Policy%20Instruments.pdf
- National Renewable Energy Laboratory. (2010). A Policymaker's Guide to Feed in Tariff Policy Design. P. 22. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf
- National Renewable Energy Laboratory. Wind and Solar Energy *Curtailment*: Experience and Practices in the United States. P. 8. Disponible en: https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/60983.pdf
- Netherlands – Regulatory Reform in the electricity industry (1998), OCDE. Disponible en: https://www.oecd.org/regreform/sectors/2497395.pdf
- Notificación precios de Servicios Conexos para Zona Reserva SIN. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/MercadoOperacion/2018-04-24%20Notificaci%C3%B3n%20Precios%20de%20Servicios%20Conexos%20para%20Zona%20Reserva%20SIN.pdf
- Objetivos de Desarrollo del Milenio de las Naciones Unidas. Disponible en: https://www.wto.org/spanish/thewto_s/coher_s/mdg_s/mdgs_s.htm#:~:text=Entre%20ellos%20figuran%20los%20siguientes,alianza%20mundial%20para%20el%20desarrollo.
- Office of Gas and Electricity Markets. (2019). Guidance for generators that receive or would like to receive support under the Renewables Obligation (RO) scheme. Disponible en: https://www.ofgem.gov.uk/system/files/docs/2019/04/ro_generator_guidance_apr19.pdf
- Oficio de cancelación de concurso abierto No. CFE-0036-CASOA-0001-2018 (2019), CFE. Disponible en: https://msc.cfe.mx/Aplicaciones/NCFE/Concursos/Procedure/GetAnexo/228222
- Open Data Netherlands, Electricidad renovable; producción y capacidad (2020). Disponible en: https://opendata.cbs.nl/statline/#/CBS/en/dataset/82610ENG/table?ts=1597772407191

- Orden del día. Sesión extraordinaria viernes 30 de octubre 2020. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/589066/10._Orden_del_d_a_EXT_30octubre2020.pdf
- Plataforma Proyectos México. Disponible en: https://www.proyectosmexico.gob.mx/
- Policy Options for Promoting Wind Energy Development in California: A report to the Governor and State Legislature (Sin fecha). Disponible en: https://wayback.archive-it.ort/all/20080909231828/http:/web.gsm.uci.edu/~navarro/windfinal110899.pdf
- Preguntas frecuentes sobre la nueva regulación en temas eléctricos, Comisión Reguladora de Energía, Pp. 30. Disponible en: https://www.cre.gob.mx//documento/faq-regulacion-electricos.pdf
- Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista 2019-2033, CENACE. Disponible en: https://www.cenace.gob.mx/Docs/Planeacion/ProgramaRNT/Programa%20de%20Ampliaci%C3%B3n%20y%20Modernizaci%C3%B3n%20de%20la%20RNT%20y%20RGD%202019%20-%202033.pdf
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2015-2029, Secretaria de Energía, Capítulo 2. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/54139/PRODESEN_FINAL_INTEGRADO_04_agosto_Indice_OK.pdf
- Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PRODESEN 2019-2033. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475497/PRODESEN_V.pdf
- Programa Especial para el Aprovechamiento de Energías Renovables (2009), Subsecretaría de Planeación Energética y Desarrollo Tecnológico. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5101826&fecha=06/08/2009
- Programa Regulatorio 2020. Unidad de Hidrocarburos, Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerAcuerdoAnexo/?id=YWY5MGM0NDctMWNiYy00OTQ1LTE5Ny1lOTllYTliMDA3ZDU=
- Programa Sectorial de Energía 2020-2024 (2020), SENER. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5596374&fecha=08/07/2020
- Protocolo de Kyoto (Sin fecha), Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. Disponible en: https://unfccc.int/kyoto-protocol-html-version
- Proyecto de acuerdo por el que se determina retirar la solicitud de publicación en el Diario Oficial de la Federación de los diversos A/002/2019, A/005/2019, A/015/2019, A/021/2019 y A/034/2019. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569364/8._EXT._Orden_del_D_a_Agosto_2020.pdf
- Registro de Usuarios Calificados (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/solicitudes-de-incripcion-al-registro-de-usuarios-calificados
- Registro Público del Órgano de gobierno, Búsqueda de permisos (Sin fecha), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.cre.gob.mx//Permisos/index.html
- Reglamento de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica. Disponible en: http://www.cre.gob.mx/documento/3841.pdf
- Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía (2019), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5557553&fecha=11/04/2019

- Renewable Energy (Electricity) Act 2000. (2019). Eligibly energy sources. Disponible en: https://www.legislation.gov.au/Details/C2019C00061
- Renewable energy feed – in tariffs. Methodological note for data compilation. Working Party on Climate, Investment and Development (2018), OCDE. Disponible en: http://stats.oecd.org/wbos/fileview2.aspx?IDFile=7e7f7564-1046-4932-bfad-d24f2a679f15
- Renewable energy feed-in tariffs (2020), Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos. Disponible en: https://www.google.com/search?q=geothermal&oq=geothermal&aqs=chrome..69i57j0l6j46.1907j0j9&sourceid=chrome&ie=UTF-8
- Renewable Energy Policies in a Time of Transition (2018), OCDE. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_IEA_REN21_Policies_2018.pdf
- Resolución de la Comisión Reguladora de Energía por la que se modifican 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, contenidas en la resolución número RES/390/2017 (2020), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5602136&fecha=07/10/2020
- 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. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5445640&fecha=25/07/2016
- Resolución Núm. RES/893/2020, todavía no publicada en el DOF. Disponible en: https://drive.cre.gob.mx/Drive/ObtenerResolucion/?id=ZTM3YjE4ZjMtOTI3ZC00NDU2LTIwNDIzLTBkZDgxMmZmMDJkOA==
- 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 (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5432507&fecha=08/04/2016
- 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 (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5429323&fecha=10/03/2016
- 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 (2017), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479929&fecha=17/04/2017

- 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 (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5431464&fecha=30/03/2016
- 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 (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5434788&fecha=27/04/2016
- Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide el Modelo de Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente y sus anexos (F-RC, IB-RC, TB-RC), así como el Modelo de Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía (2010), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5140991&fecha=28/04/2010
- Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide la metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los servicios de transmisión que preste el suministrador a los permisionarios con centrales de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente (2010), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5139525&fecha=16/04/2010
- Secretaria de Relaciones Exteriores, México se suma al acuerdo aprobado en París sobre Cambio Climático (2015). Disponible en: https://www.gob.mx/sre/fr/prensa/mexico-se-suma-al-acuerdo-aprobado-en-paris-sobre-cambio-climatico
- SEMARNAT, Beneficios de usar energías renovables (2018). Disponible en: https://www.gob.mx/semarnat/articulos/beneficios-de-usar-energias-renovables-172766
- SENER (2017). Anexo D. Metodología, Criterios y Términos para Contratos Legados. p.4. Disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/258363/ANEXO_D.pdf
- Solicitudes de permisos de generación de energía eléctrica, modificaciones y transferencias en evaluación (2016), Comisión Reguladora de Energía. Disponible en: https://www.gob.mx/cre/documentos/solicitudes-de-permisos-de-generacion-de-energia-electrica-en-evaluacion?idiom=es
- Status of Power System Transformation (2019), IEA. Disponible en: https://www.iea.org/reports/status-of-power-system-transformation-2019
- Stimulating consumer interest in business that go green: Japan's Green Power Certificate scheme (Sin fecha), Comisión Económica y Social para Asia y el Pacífico, p.2. Disponible en: https://www.unescap.org/sites/default/files/27.%20CS-Japan-Green-Power-Certificate-Scheme.pdf
- Suprema corte de justicia de la nación (SCJN). Lista de asuntos resueltos en sesión del día: 3 de febrero del año 2021. Disponible en: https://www.scjn.gob.mx/sites/default/files/listas/documento/2021-02-03/LTR%2003-02-2021.pdf
- Suspenden cambios a Certificados de Energías Limpias (2019), El Universal. Disponible en: https://www.eluniversal.com.mx/nacion/suspenden-cambios-los-certificados-de-energias-limpias

- Tarifas Finales de Suministro Básico, CFE Suministrador de Servicios Básicos. Disponible en: https://www.ieem.org.mx/pdf/Tarifas_SSB_IEEM_CFE.pdf
- Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad (2016), SENER. Disponible en: https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5422390&fecha=11/01/2016
- Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación, SENER (2017). Disponible en: https://www.gob.mx/sener/acciones-y-programas/terminos-plazos-criterios-bases-y-metodologias-de-los-contratos-legados-para-el-suministro-basico-y-mecanismos-para-su-evaluacion-128297
- Términos, plazos, criterios, bases y metodologías de los Contratos Legados para el Suministro Básico y mecanismos para su evaluación. Disponible en: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5495120&fecha=25/08/2017
- The Renewables Obligation for 2021/22 (Octubre 2020). Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Disponible en: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/923126/renewables-oglibation-guidance-note-2021-22.pdf
- Tradable Green Certificates: A new market-based incentive scheme for renewable energy (1999), Stanford. Disponible en: http://large.stanford.edu/courses/2016/ph240/hock2/docs/ECN-I-99-004.pdf
- United Nations Trust Fund for Human Security (2017). Disponible en: https://www.un.org/humansecurity/wp-content/uploads/2017/10/Human-Security-and-Climate-Change-Policy-Brief-1.pdf

PLENO DE LA COFECE

COMISIONADA PRESIDENTA

Alejandra Palacios Prieto

COMISIONADOS

Alejandro Faya Rodríguez

Ana María Reséndiz Mora

Brenda Gisela Hernández Ramírez

José Eduardo Mendoza Contreras

Directorio

Comisionada Presidenta	**Alejandra Palacios Prieto**

AUTORIDAD INVESTIGADORA

Titular de la Autoridad Investigadora	**Sergio López Rodríguez**
Directora General de la Oficina de Coordinación	**Bertha Leticia Vega Vázquez**
Director General de Investigaciones de Prácticas Monopólicas Absolutas	**Francisco Rodrigo Téllez García**
Director General de Investigaciones de Mercado	**Sergio Rodríguez García**
Director General de Mercados Regulados	**Valerio Méndez Juan Francisco**
Director General de Inteligencia de Mercados	**José Manuel Haro Zepeda**

SECRETARÍA TÉCNICA

Secretario Técnico	**Fidel Gerardo Sierra Aranda**
Directora General de Asuntos Jurídicos	**Myrna Mustieles García**
Director General de Estudios Económicos	**Juan Manuel Espino Bravo**
Director General de Concentraciones	**José Luis Ambriz Villalpa**

UNIDAD DE PLANEACIÓN, VINCULACIÓN Y ASUNTOS INTERNACIONALES

Jefe de la Unidad de Planeación, Vinculación y Asuntos Internacionales	**David Lamb de Valdés**
Directora General de Promoción a la Competencia	**María José Contreras de Velasco**
Director General de Planeación y Evaluación	**José Nery Pérez Trujillo**
Dirección General de Comunicación Social	

Directora General de Asuntos Contenciosos	**Erika Alejandra Hernández Martínez**
Dirección General de Mercados Digitales	
Director General de Administración	**Enrique Castolo Mayen**

cofece

Un México mejor es competencia de todos

cofece.mx | cofece @cofecemx CFCEconomica @cofece COFECE