



Eugenia Guadalupe Blas Najera <eblas@cre.gob.mx>

vie 08/09/2023 01:24 p.m.

Marcar como no leído

Mostrar los 9 destinatarios

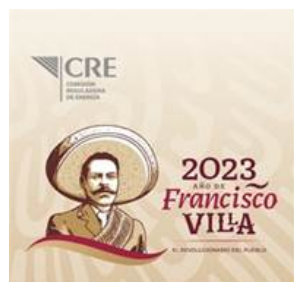
Para: Cgmir;

Cc: Alberto Montoya Martin Del Campo; Andrea Ángel Jiménez; Eduardo Castro Lopez <ecastrol@cre.gob.mx>; Karla Ivette López Rivero; Paola Guerrero Ballesteros; Claudia Veronica Lopez Sotelo; Gilberto Lepe Saenz; ...

**Buenas tardes,**

Se confirma de recibido para el seguimiento correspondiente.

Sin otro particular, reciban un cordial saludo.



**Eugenia Guadalupe Blas Nájera**  
Secretaría Ejecutiva

Blvd. Adolfo López Mateos No. 172, Col. Merced  
Gómez, C.P. 03930, Benito Juárez, Ciudad de México.  
Teléfono: (55) 5283 1500 Ext. 1556

Secretaría Ejecutiva

De: Cgmir <cgmir@conamer.gob.mx>

Enviado el: viernes, 8 de septiembre de 2023 11:52 a. m.

Para: Eugenia Guadalupe Blas Najera <eblas@cre.gob.mx>

CC: Alberto Montoya Martin Del Campo <alberto.montoya@conamer.gob.mx>; Andrea Ángel Jiménez <andrea.angel@conamer.gob.mx>; Eduardo Castro Lopez <ecastrol@cre.gob.mx>; Karla Ivette López Rivero <karla.lopez@conamer.gob.mx>; Paola Guerrero Ballesteros <paola.guerrero@conamer.gob.mx>; Claudia Veronica Lopez Sotelo <claudia.lopez@conamer.gob.mx>; Gilberto Lepe Saenz <gilberto.lepe@conamer.gob.mx>; Carlos León Campos <carlos.leon@conamer.gob.mx>

Asunto: Notificación de Oficio CONAMER

**LIC. EUGENIA GUADALUPE BLAS NÁJERA**

Secretaría Ejecutiva

Comisión Reguladora de Energía

**P r e s e n t e**

Se remite oficio digitalizado como respuesta al anteproyecto denominado **“ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EMITE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL EN MATERIA DE CENTRALES ELÉCTRICAS CON CAPACIDAD INSTALADA NETA MENOR A 0.5 MW, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GENERACIÓN LIMPIA DISTRIBUIDA.”**

**Ref. 65/0017/281022**

En el presente correo electrónico y la documentación anexa se notifican en cumplimiento de lo establecido en los artículos Segundo y Tercero del "Acuerdo por el que se establecen los Lineamientos para el intercambio de información oficial a través del correo electrónico institucional como medida complementaria de las acciones para el combate de la enfermedad generada por el virus SARS-CoV2 (COVID-19)", publicado en el Diario Oficial de la Federación el 17 de abril de 2020 por la Secretaría de la Función Pública del gobierno federal de los Estados Unidos Mexicanos que establece las medidas que permitan la continuidad de las actividades de las dependencias y entidades de la Administración Pública Federal durante la contingencia derivada de la epidemia determinada por el Consejo de Salubridad General mediante Acuerdo publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de marzo de 2020 causada por el virus SARS-Cov2; por lo que el presente correo electrónico institucional constituye un medio de notificación de información oficial entre los servidores públicos de la Administración Pública Federal, por lo anterior, **se solicita se sirva acusar de recibido el presente correo y confirmar que la entrega de la información fue exitosa.**



**Asunto:** Reiteración de Solicitud de Ampliaciones y Correcciones respecto de la Propuesta Regulatoria denominada **"ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL, EN MATERIA DE CENTRALES ELÉCTRICAS CON CAPACIDAD INSTALADA NETA MENOR A 0.5 MW, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GENERACIÓN LIMPIA DISTRIBUIDA."**

Ref. 65/0017/281022

Ciudad de México, 29 de agosto de 2023.

**LIC. EUGENIA GUADALUPE BLAS NÁJERA**

Secretaría Ejecutiva  
Comisión Reguladora de Energía

**Presente**

Me refiero a la Propuesta Regulatoria denominada **"ACUERDO POR EL QUE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA EXPIDE LAS DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL, EN MATERIA DE CENTRALES ELÉCTRICAS CON CAPACIDAD INSTALADA NETA MENOR A 0.5 MW, GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y GENERACIÓN LIMPIA DISTRIBUIDA"**, y a su respectivo formulario del Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), ambos instrumentos remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y recibidos en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER) el 15 de agosto de 2023 a través del portal informático de este órgano administrativo desconcentrado.<sup>1</sup>

Cabe precisar que el procedimiento de mejora regulatoria del tema en análisis, inició con el formulario de AIR remitido por primera vez a la CONAMER el 28 de octubre de 2022, sobre el cual se emitió un oficio de Ampliaciones y Correcciones de número CONAMER/22/5466 de fecha 11 de noviembre de 2022, debido a que del análisis realizado se identificaron diversas imprecisiones en la información reportada. Finalmente, el 15 de agosto de 2023, se recibió un formulario de Respuesta a Ampliaciones y Correcciones, motivo del presente oficio.

Con base en la información remitida en los documentos arriba indicados, se consideró que la CRE cuenta con las atribuciones expresas previstas en la *Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética*<sup>2</sup> (LORCME) y la *Ley de la Industria Eléctrica*<sup>3</sup> (LIE) para emitir el tema objeto de la Propuesta Regulatoria, toda vez que, de conformidad con los artículos 22, fracciones I, II, III, IV y XXVII, 41, fracción III, y 42, de la LORCME, corresponde a la CRE emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como regular y promover, entre otras, (i) fomentar el desarrollo eficiente de la industria eléctrica, (ii) promover la competencia en el sector, (iii) proteger los intereses de los usuarios, (iv) propiciar una adecuada cobertura nacional, y (v) atender a la confiabilidad, estabilidad y seguridad en el suministro y la prestación de los servicios.

Adicionalmente, el artículo 12, fracciones II, XV, XX y XXXVIII de la LIE reformada el 11 de mayo de 2022, se establece que corresponde a la CRE, determinar las metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables a los Generadores Exentos, y expedir las normas, directivas, metodologías, los modelos de contratos y demás disposiciones de carácter administrativo, en materia de generación de energía eléctrica a partir de Energías Limpias y Generación Distribuida, atendiendo a la política establecida por la Secretaría de Energía.

<sup>1</sup> <https://cofemersimr.gob.mx/>

<sup>2</sup> Publicada en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 11 de agosto de 2014 y modificada el 20 de mayo de 2021.

<sup>3</sup> Publicada en el DOF el 11 de agosto de 2014 y modificada el 11 de mayo de 2022.

ELS





Por lo anterior, la Propuesta Regulatoria y su AIR quedan sujetos al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Título Tercero, Capítulo III, de la *Ley General de Mejora Regulatoria*<sup>4</sup> (LGMR), por lo que con fundamento en lo dispuesto por los artículos 23, 25, fracción II, 26, 27, fracción XI, y 72 de dicho ordenamiento, este órgano administrativo desconcentrado tiene a bien solicitar las siguientes:

### AMPLIACIONES Y CORRECCIONES

#### I. **Objetivos regulatorios y problemática.**

Con la finalidad de atender la solicitud del numeral dos del formulario del AIR en el presente apartado, la CRE expuso, en el formulario del AIR de octubre de 2022, el contexto del cual deriva la emisión del tema objeto de la Propuesta Regulatoria, argumentando la importancia de la emisión con diversos argumentos, los cuales se tienen aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran. En respuesta a los planteamientos realizados por esa Comisión, esta Comisión realizó diversas observaciones, a saber:

*"Al respecto, si bien la CRE señala diferentes argumentos respecto de la problemática, se puede observar que en general estos versan sobre solucionar vacíos o dudas sobre el marco regulatorio vigente y la necesidad de establecer un marco regulatorio acorde a los avances tecnológicos, el crecimiento de la generación distribuida y que permita contar con un servicio de suministro eléctrico confiable, continuo y seguro; en ese contexto, y derivado del análisis de la información proporcionada la CONAMER solicita a la CRE lo siguiente:*

- **Dar una explicación detallada de las dudas o vacíos legales que identifica sobre el marco regulatorio vigente, así como describir las implicaciones de estas en el contexto del funcionamiento del mercado;**
- **Describir las implicaciones, en el contexto de la situación actual de la actividad de generación distribuida, del Mercado Eléctrico y la confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, respecto de los avances tecnológicos y del crecimiento de las Centrales Eléctricas asociadas a la generación distribuida y homologas;**

*Por otro lado, la CRE señala que:*

*"Las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (Disposiciones), publicadas en el Diario Oficial de la Federación el 7 de marzo de 2017, establece en su numeral 1.3 que, **las Disposiciones deberán ser revisadas al término de un año a partir de su publicación o cuando el nivel de integración de Generación Distribuida, en relación con el total de capacidad de generación instalada a nivel nacional, alcance un valor de 5%.**"*

*En ese contexto, este Órgano Desconcentrado solicita a la CRE brindar una explicación detallada en torno al problema que inicialmente se identificó en la materia de generación distribuida que hizo necesario establecer una cláusula de revisión, para ello se sugiere abordar el problema desde la perspectiva del funcionamiento de la actividad de generación distribuida y las implicaciones que tiene.*

- **Además, y dado que se señala la necesidad de actualizar las Disposiciones para dar mayor certeza jurídica y técnica a los generadores exentos, a los suministradores de servicios básicos y asegurar la operación confiable de las Redes Generales de Distribución (RGD), se solicita a la CRE brindar los argumentos de la situación actual que permitan identificar que efectivamente se requieren acciones adicionales en torno a la generación distribuida que permitan asegurar la confiabilidad de las RGD, y**

<sup>4</sup> Publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018 y modificada el 20 de mayo de 2021.







- Finalmente, se observa que la CRE señaló como parte de la descripción de la problemática lo siguiente:
- o Falta de lineamientos generales y metodología de contraprestación que permita fomentar el desarrollo de la Generación Distribuida en Esquema Colectivo.
- o Falta de mecanismos para el otorgamiento de Certificados de Energía Limpia (CEL), de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida.
- o Falta de una metodología de contraprestación acorde con la escala minorista o de retail de los proyectos de Generación Distribuida.
- o Se requiere de la actualización de las condiciones para realizar Estudios de Interconexión previo a la integración de Centrales Eléctricas.
- o Actualizar las especificaciones técnicas de los equipos que forman parte de las Centrales Eléctricas.
- o Se requiere aclarar dudas en relación con el llenado del formato de Solicitud establecido en las Disposiciones vigentes.
- o La necesidad de aclarar la viabilidad de instalar Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

Considerando lo anterior, es importante señalar que la falta de regulación perse no se puede considerar como la problemática, en el sentido de que debe haber algo detrás que hace necesaria la intervención gubernamental, razón por la **cual se solicita a la CRE profundizar al respecto e identificar el problema económico o de mercado que resulta en la necesidad de la emisión de la Propuesta Regulatoria.**<sup>5</sup> (sic)

Al respecto, la CRE en el documento "20230809103032\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx", anexo al formulario del AIR que nos ocupa, señala lo siguiente:

"Con la publicación del Manual de Interconexión de Centrales de Generación con Capacidad menor a 0.5 MW (Manual) emitido por la Secretaría de Energía y publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 15 de diciembre de 2016 y la RES/142/2017 por la cual se expiden las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida, emitidas por la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) y publicadas en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 07 de marzo de 2017, se estableció el marco regulatorio en materia de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida. En este sentido, desde la entrada en vigor de los instrumentos regulatorios antes mencionados, la Comisión ha recibido diferentes consultas de particulares, solicitando se aclaren algunas dudas respecto de la interpretación del marco regulatorio. Dentro de estas consultas, las más recurrentes son las siguientes.

**a) Aclaración sobre la Capacidad Instalada que se debe reportar en la Solicitud de Interconexión.**

Los particulares manifiestan problemáticas al momento de ingresar su Solicitud de Interconexión ante el Suministrador de Servicios Básicos, derivado de que en el Formato de Solicitud de Interconexión a las Redes Generales de Distribución para Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW (Anexo II) que forma parte del Manual, en su numeral VI se pide la Capacidad bruta instalada (kW).

En este sentido, los particulares que desean instalar una Central Eléctrica de Generación Distribuida con tecnología solar fotovoltaica registran la Capacidad total de sus módulos fotovoltaicos (corriente directa), que en algunos casos es igual o mayor a 0.5 MW. Por lo anterior, al momento en que presentan su Solicitud esta es rechazada bajo el criterio de que la Capacidad Instalada Bruta es mayor a la capacidad considerada para Generación Distribuida (menor a 0.5 MW).

Por lo anterior, los particulares se ven en la necesidad de ingresar una consulta ante esta Comisión para que se aclare si la Capacidad que se debe reportar es la capacidad correspondiente en corriente directa o en corriente alterna (salida del inversor), esta actividad ocasiona retrasos en la entrada en operación de su Central Eléctrica y con ello los beneficios que espera tener, generando costos adicionales por contratar a terceros que realicen las gestiones ante esta Comisión y por la energía que dejan de generar. Cabe señalar que, al cierre del año de 2021 se recibieron 9 consultas

<sup>5</sup> Del oficio número CONAMER/22/5466 de Ampliaciones y Correcciones emitido por CONAMER el 11 de noviembre de 2022.

dls





y al cierre de 2022 se recibieron 17 consultas referentes a la aclaración de la capacidad instalada en la Solicitud de Interconexión.

Considerando lo antes expuesto, el anteproyecto regulatorio propone nuevas definiciones y la actualización del Formato de Solicitud de Interconexión con el objetivo de aclarar la duda antes referida y con ello agilizar el trámite de los particulares.

En el anteproyecto regulatorio se expresa que la Capacidad Instalada Neta GE/GD es la que debe ser en todo momento menor a 0.5 MW, para considerarse como Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida, es decir la energía eléctrica en corriente alterna (salida del inversor).

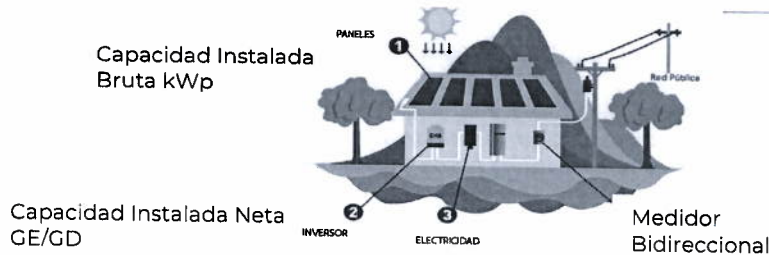


Figura 1 Componentes de una Central Eléctrica Fotovoltaica.

**b) Generación Distribuida Colectiva.**

La Resolución número RES/142/2017 establece en su Anexo I Metodología de cálculo de contraprestación que aplicará el Suministrador de Servicios Básicos por la energía que ofrezcan los Generadores Exentos, que el régimen de contraprestación de medición neta de energía de manera colectiva se realizará mediante la modificación o actualización de las Disposiciones o la emisión de los instrumentos regulatorios necesarios que para tal efecto emita la CRE.

Derivado de lo anterior, se observa un vacío regulatorio que permita fomentar la Generación Distribuida en Esquema Colectivo, que se considera sería una opción para aquellos usuarios que comparten espacios como techos con otras personas, dada la tendencia al alza de construir viviendas en condominios verticales, por lo que, cada vez se cuenta con menos espacios físicos para realizar las instalaciones de Generación Distribuida, por lo que, surge la necesidad de contar con un esquema que permita que la energía eléctrica generada en una Central Eléctrica pueda ser aprovechada por distintos Centros de Carga.

Con el Esquema Colectivo propuesto se da la posibilidad a que dos o más Usuarios Finales se coordinen para instalar una central eléctrica de este tipo y generar parte de la energía que consumen reduciendo con ellos sus costos.

Asimismo, el Esquema Colectivo permite potencializar las actividades que hasta la fecha han venido realizando los Generadores Exentos, Por lo que, el esquema propuesto en el anteproyecto regulatorio permitirá fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector y proteger los intereses de los usuarios.

**c) Convivencia de Generación Distribuida y Contratos de Interconexión Legados (CIL).**

En la Resolución número RES/142/2017 así como, el Manual, no se prevé la convivencia de una Central Eléctrica de Generación Distribuida asociada a un Centro de Carga que se encuentre dentro de un Contrato de Interconexión Legado (CIL). Derivado de lo anterior, en esta Comisión se han recibido al cierre de 2022, 4 consultas en las que se solicita aclarar si el esquema es permitido, en este sentido, el proyecto en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida tiene el objetivo de aclarar que la convivencia de una Central Eléctrica bajo el régimen de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) no puede convivir con Centros de Carga que se encuentran regulados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

CLS





Lo antes expuesto con fundamento en el párrafo Tercero del Transitorio Segundo de la LIE publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014 y reformada mediante Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 06 de noviembre de 2020, que a la letra dice:

*"Los permisos y contratos de autoabastecimiento, cogeneración, producción independiente, pequeña producción, importación, exportación y usos propios continuos otorgados o tramitados al amparo de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica continuarán rigiéndose en los términos establecidos en la citada Ley y las demás disposiciones emanadas de la misma, y en lo que no se oponga a lo anterior, por lo dispuesto en la Ley de la Industria Eléctrica y sus transitorios."*

En este sentido, los instrumentos vinculados a los CIL se respetarán en los términos de las LSPEE hasta la conclusión de la vigencia de los CIL.

Por otra parte, el párrafo cuarto del Transitorio Décimo Segundo de la LIE establece que:

*Con respecto a los Centros de Carga y la capacidad de las Centrales Eléctricas que se mantengan incluidos en los Contratos de Interconexión Legados, los permisionarios sólo podrán realizar las transacciones permitidas por estos contratos y las demás disposiciones aplicables a ellos, por lo que no estarán obligados al cumplimiento del artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica, y no podrán adquirir o enajenar energía eléctrica o Productos Asociados en el Mercado Eléctrico Mayorista o a través de los Participantes del Mercado.*

En este sentido, los CIL se deben respetar en sus términos y condiciones, por lo que, únicamente pueden realizar las transacciones contenidas en dichos contratos. Adicionalmente, los centros de carga que se encuentran dentro de un CIL están constreñidos al régimen de la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica, régimen diferente al de la Ley de la Industria Eléctrica que rige la Generación Distribuida.

**d) Certificados de Energías Limpias (CEL).**

La resolución RES/142/2017 establece en su numeral 2 Sistemas de Medición párrafo segundo lo siguiente:

*"Cuando se trate de una Central Eléctrica de Generación Limpia Distribuida que comparta medidor con un Centro de Carga y que desee acreditar la energía eléctrica generada para la obtención de Certificados de Energías Limpias, se deberá instalar un medidor adicional posterior al interruptor de protección de la Central Eléctrica y anterior a la carga, de manera que mida la energía neta generada por la Central Eléctrica. Dicho medidor deberá contar con las características de medición requeridas en los instrumentos regulatorios que para tal efecto establezca la CRE."(sic)*

De acuerdo con lo citado, no se especifica actualmente bajo que especificaciones se deberá instalar el medidor para acreditar certificados de energía limpia y solo se hace mención a que dicha instalación se apegará a las características de medición que para tal efecto establezca la CRE, en este sentido, el ante proyecto regulatorio pretende actualizar y complementar este requerimiento, esclareciendo cuáles serán los requerimientos de medición que deberán ser acreditados por el generador exento, por lo que se integra al proyecto el numeral 2.6.2 "Medición para Certificados de Energía Limpia" en el que se especifica que dichos medidores deberán cumplir con las especificaciones técnicas y la evaluación de la conformidad establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-CRE/SCFI-2019 o aquella que la sustituya, además se especifica que la ubicación de instalación de este equipo de medición se realizará en común acuerdo con el distribuidor siendo opción de instalación al interior o a límite de predio del centro de carga y se precisa la especificación técnica de instalación que deberá cumplir el solicitante según corresponda, adicionalmente se aclara que los costos por la adquisición, calibración, programación, instalación, aseguramiento del sistema de medición y toma de lecturas de dicho equipo de medición serán a cargo del Solicitante.

**e) Seguridad**

El artículo 68 de la LIE establece que la Generación Distribuida contará con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución, así como el acceso a los mercados donde pueda vender su producción. Para tal efecto establece, en su fracción VI que la

*ds*

*di*







Comisión expedirá y aplicará la regulación necesaria en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Generación Distribuida.

En este sentido, el marco regulatorio actual no establece el cumplimiento de utilizar productos y equipos certificados, como son módulos fotovoltaicos instalados en Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida con tecnología Solar Fotovoltaica, por lo cual, con el objetivo de fomentar la calidad y seguridad de estas Centrales Eléctricas, en el anteproyecto regulatorio se establece la obligación de que todo producto y equipo utilizado en Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida deben ostentar un certificado de calidad producto, adicionalmente, se listan una serie de normas de módulos fotovoltaicos e inversores (se requiere el cumplimiento mínimo de una de ellas).

Lo antes expuesto, con la finalidad de prevenir fallas eléctricas atribuibles a la utilización de equipos eléctricos no certificados y con ello disminuir riesgos de incendio, electrocución del personal usuario de la Central Eléctrica, entre otras, Esta propuesta de inclusión, se alinea con lo que establece el apartado 4.3.1 de la NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas (utilización) que a la letra dice "en las instalaciones eléctricas a que se refiere esta NOM deben utilizarse materiales y equipos (productos) que cumplan con las normas oficiales mexicanas, con las normas mexicanas y, a falta de éstas, ostentar las especificaciones internacionales, las del país de origen o en su caso las del fabricante con las que cumplen".

Adicionalmente, se identificó que el marco regulatorio actual deja vulnerables a los Generadores Exentos que instalan una Central Eléctrica interconectada a las Redes Generales de Distribución en Baja Tensión, debido a que no se requiere el Certificado de una Unidad de Inspección como se requiere a los Generadores Exentos que tienen Centrales Eléctricas interconectadas en Media Tensión.

Por lo anterior, se integra en el anteproyecto regulatorio el numeral 3.3, 3.4 y 3.5 del capítulo III, por el que, se requiere que las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida deben ser instaladas y supervisadas por Personal Certificado. Para el caso de Centrales Eléctricas con tecnología Solar Fotovoltaica, se propone que este personal se encuentra certificado en los Estándares de Competencia Laboral EC0586.01 "Instalación de sistemas fotovoltaicos en residencia, comercio e industria" [o la que la modifique o sustituya] con certificación laboral equivalente y el estándar EC1181 "Supervisión de sistemas fotovoltaicos en residencia, comercio e industria" [o la que la modifique o sustituya]. Lo anterior, considerando que más del 90% de las Centrales Eléctricas corresponden a este tipo de tecnología.

Adicionalmente, se integra también el Anexo VI "Formato de evaluación de los requerimientos técnicos de seguridad para Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida en Baja Tensión" por el cual una persona certificada se responsabiliza por la instalación y puesta en operación de la Central Eléctrica de Generación Distribuida.

Con estas propuestas se espera reducir los riesgos en las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW y fomentar la calidad de estas, para que sean seguras para el Generador Exento y las Redes Generales Distribución. Adicionalmente, se considera que, con estos requisitos, el Usuario Final o Generador Exento cuenta con más criterios para elegir proveedores que le permitirán mantener una central eléctrica segura y confiable, con lo que se fomenta la competencia en el Mercado debido a que los proveedores deberán capacitar a su personal para ofrecer sus servicios conforme lo establece el marco regulatorio.

Finalmente, la Comisión estaría cumpliendo con lo establecido en el Artículo 70 de la Ley de la Industria Eléctrica que le da facultades para fomentar la capacitación de empresas y su personal, así como de profesionales y técnicos independientes, para la instalación de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida.

Cabe resaltar que de acuerdo a datos del Comité de Gestión por Competencias de Energías Renovables y Eficiencia Energética CGCEREE del Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER), a finales de septiembre 2022 se tienen 5,959 instaladores certificados en el estándar EC 0586.01 y alrededor de 832 supervisores certificados en el estándar EC 1181





Por lo anterior, con la Propuesta Regulatoria se espera, incentivar la capacitación de las personas y que las empresas integren a sus filas más personal certificado que permita desarrollar Centrales Eléctricas seguras.

**f) Unidades de Inspección y Unidades de Verificación de Instalaciones Eléctricas**

En el capítulo 4 del numeral 2 del Manual se menciona que cuando se haya concluido la construcción de una Central Eléctrica con capacidad menor a 0.5 MW el Solicitante contratará a su costa, una Unidad de inspección aprobada por la CRE, y que ésta al concluir su labor de inspección informará y entregará al Solicitante el acta administrativa y lista de verificación, donde se detallan las no conformidades con respecto a las características específicas de las infraestructura requerida, normas oficiales mexicanas y los demás estándares aplicables.

Por otra parte en el numeral 6.2 de la RES/142/2017 menciona que el propietario de la Central Eléctrica de Generación Distribuida, debe cumplir con las Normas Oficiales Mexicanas vigentes en la materia, así como con la respectiva verificación de dicha instalación por una unidad de inspección, así mismo, se menciona que una vez que el Distribuidor reciba el dictamen de inspección de conformidad o se determine la exención de dicho dictamen, el Distribuidor está obligado a efectuar la interconexión física, en un tiempo no superior a lo establecido en el Manual de interconexión de centrales de generación con capacidad menor a 0.5 MW.

Además, de conformidad con el Artículo 133 de la LIE que a la letra dice:

*"Para certificar el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas, las unidades de verificación a que se refiere el artículo 33 de esta Ley deberán ser acreditadas en los términos de la Ley Federal de Metrología y Normalización. Por su parte, las unidades de inspección podrán certificar el cumplimiento de especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares. Dichas unidades deben contar con la aprobación de la CRE"*

Una Unidad de inspección será quien certifique el cumplimiento de las especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares.

En este sentido, en la disposición 1.6 del Anexo de la resolución RES/942/2015 "Resolución por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las disposiciones administrativas de carácter general en materia de verificación e inspección de la industria eléctrica en las áreas de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica" publicado el 10 de febrero del 2016 en el DOF, se menciona que para certificar el cumplimiento de disposiciones administrativas de carácter general, especificaciones técnicas, características específicas de la infraestructura requerida y otros estándares diferentes a las Normas Oficiales Mexicanas, esta Comisión podrá ordenar visitas de inspección.

Por lo anteriormente señalado, se identificó que existe una confusión por parte de los desarrolladores de proyectos, entre las actividades que deberá observar una Unidad de Inspección aprobada por esta Comisión y una Unidad de Verificación la cual es aprobada por la Secretaría de Energía., observándose que en la RES/142/2017 y el Manual de interconexión de centrales eléctricas menores a 0.5 MW se hace referencia a actividades que deberá realizar una Unidad de Inspección pero que le corresponden a una Unidad de Verificación en términos de la Ley de la Industria Eléctrica.

En este sentido, se integra al anteproyecto regulatorio la Disposición 1.5.26 y 1.5.27 que establece las definiciones de una Unidad de Verificación y una Unidad de Inspección con la finalidad de aclarar las actividades que corresponden a cada una de ellas, además, se integra el capítulo VII "Unidades de Inspección y de Verificación" por el cual se especifica y se esclarece que se requerirá de un certificado emitido por una Unidad de Inspección autorizada por la Comisión y de un dictamen de verificación emitido por una Unidad de Verificación para certificar que las instalación eléctrica cumple con las Características de la Infraestructura de interconexión a la Red General de Distribución requerida y para dictaminar que la instalación de la Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW y los dispositivos empleados, cumplen con las características establecidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEDE-2012 o aquella que la modifique o sustituya.

CLS







Adicionalmente, se esclarece que para una Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, en las instalaciones de Centros de Carga nuevos o existentes que reciben el Suministro Eléctrico en Baja Tensión, cuando dicho Centro de Carga se considere un lugar de concentración pública, se requerirá de un certificado emitido por una Unidad de Verificación.

**2 “Describir las implicaciones, en el contexto de la situación actual de la actividad de generación distribuida, del Mercado Eléctrico y la confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, respecto de los avances tecnológicos y del crecimiento de las Centrales Eléctricas asociadas a la generación distribuida y homologas.”**

La Comisión tiene la facultad de emitir el marco regulatorio que permita en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad de la Generación Distribuida, por lo que, en el Anexo II de la RES/142/2017 se establecen las especificaciones técnicas que se deben observar para interconectar Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución. Lo anterior, con la finalidad de asegurar la confiabilidad, continuidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional.

La Generación Distribuida en México ha tenido un alto crecimiento desde la publicación del marco regulatorio en el 2017. Al segundo semestre de 2022 se tienen 305,428 contratos de Generación Distribuida con una Capacidad Instalada de 2.38 GW. Previo a la entrada en vigor de la RES/142/2017 al cierre de 2016 se tenían 29,556 contratos de pequeña y mediana escala que representa una Capacidad Instalada de 0.24 GW. En la Figura 2 se puede observar el impacto del marco regulatorio actual en el crecimiento de la Generación Distribuida.

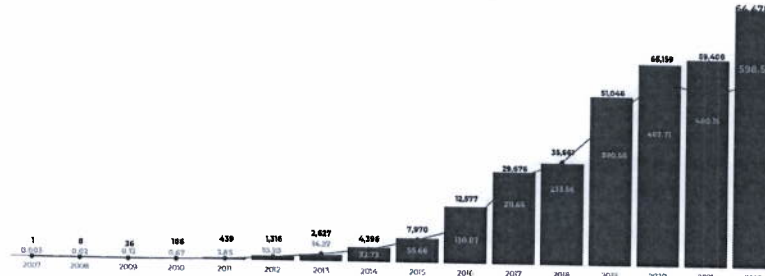


Figura 1 Evolución de la Generación Distribuida en México.

Como se puede observar en el primer año se duplico el número de contratos, es decir, que el número de usuarios con una Central Eléctrica de Generación Distribuida se duplicó. La grafica anterior nos permite visualizar que la tendencia de crecimiento de la Generación Distribuida es al alza, teniendo con ello un crecimiento mayor a lo esperado.

Cabe resaltar que más del 99% de las Centrales Eléctricas corresponden a Centrales Eléctricas con tecnología solar fotovoltaica, por lo que, el equipo eléctrico más utilizado para poder interconectar estas centrales eléctricas hacia la Red General de Distribución son los inversores, dispositivos que ha tenido avances tecnológicos en los últimos años.

Una de las problemáticas identificadas por los Generadores Exentos que se encuentran en tarifa de Gran Demanda en Baja Tensión (GDBT), era que, al momento de interconectar su Central Eléctrica de Generación Distribuida con tecnología Solar Fotovoltaica, el Factor de Potencia se veía afectado cayendo por debajo del valor aceptable de 0.9, originando con ello una penalización en su Aviso – Recibo por un bajo Factor de Potencia. Lo anterior, ocurre debido a que las Centrales Eléctricas con tecnología Solar Fotovoltaica inyectan únicamente energía activa a las Redes Generales de Distribución.

Además, otra de las principales problemáticas identificadas es que muchos inversores utilizados hoy en día no son capaces de soportar variaciones de tensión y frecuencia, cuando estas se presentan desde la Red General de Distribución, esto provoca, que, al no poder soportar estas variaciones, la Central Eléctrica de generación distribuida se desconecte de la Red repentinamente, generando así un mayor incremento en el disturbio y podría afectar centros de carga aledaños a esta central eléctrica.

*Handwritten signature*

*Handwritten initials GLS*





Por el contrario, cuando se presenta una falla de cortocircuito sobre la Red General de Distribución, la Central Eléctrica debe ser capaz de desconectarse automáticamente de la Red General Distribución, ya que si la Central Eléctrica no tiene la capacidad de desconectarse ante estas fallas generará mayor contribución de falla, lo cual provocará un mayor daño sobre la Red General Distribución y centros de carga conectados sobre el mismo circuito.

### **Beneficios de utilizar inversores inteligentes.**

Por lo antes expuesto, y con la finalidad de mantener la estabilidad, confiabilidad y seguridad en las Redes Generales de Distribución es deseable que las centrales de Generación Distribuida permanezcan conectadas al sistema eléctrico, intercambiando potencia activa/reactiva, aun cuando se presenten disturbios de tensión o frecuencia o durante condiciones anormales de tensión dentro de los límites establecidos por el Distribuidor.

En este sentido, el anteproyecto regulatorio establece el uso de inversores inteligentes que tienen **la capacidad de permanecer conectado a la Red General de Distribución durante un disturbio de tensión/frecuencia** a través de sus funciones avanzadas conocidas como "Voltage/Frequency Ride-Through" y Soporte dinámico de tensión

La función de soporte dinámico de tensión se lleva a cabo mediante el intercambio rápido de energía reactiva (inyección de corriente reactiva de secuencia negativa y positiva) durante la excursión de la tensión de la red de distribución. Esta función se lleva a cabo durante la operación obligatoria o permitida de la central eléctrica de generación durante los eventos transitorios de tensión. La activación de la función puede ser acordada entre el Centro de Control de Área del Distribuidor, el CENACE y el operador de la central de generación.

Otra función importante de los inversores inteligentes es la función Volt/VAR la cual se emplea generalmente en circuitos de distribución con alta penetración de Generación Distribuida donde la producción de potencia activa introduce cambios en la tensión de línea. De manera simplificada, cuando la tensión de línea aumenta debido a un incremento del recurso de energía con tecnología solar fotovoltaica, eólica, etc., la función Volt/VAR del inversor inteligente demanda reactivos de la Red General de Distribución (inversor sub-excitado) disminuyendo la tensión de línea. Por el contrario, cuando la tensión de línea disminuye, el inversor inyecta reactivos a la Red General de Distribución (inversor sobre-excitado) contribuyendo al incremento de la tensión.

De esta manera, se pueden resumir los beneficios de la utilización de inversores inteligentes de la siguiente manera:

- Se pueden soportar variaciones rápidas de tensión/frecuencia en la Red General de Distribución sin desconectarse, sin embargo, esto depende de las características de la etapa de potencia y de las opciones programadas en el control del equipo.
- Se puede mantener un control independiente de la potencia activa y reactiva que se intercambia con la Red.
- Puede compensar la tensión y el factor de potencia en la Red.
- El inversor puede dejar de suministrar potencia activa/reactiva instantáneamente sin desconectarse físicamente de la Red.
- Durante el proceso de arranque, la tensión entre terminales del inversor es cero por lo que no requiere de un dispositivo externo de sincronización con la Red.
- Se reducen los riesgos de que el Generador Exento en una tarifa GDBT sea penalizado por un bajo Factor de Potencia.

Algunos países que han implementado el uso de inversores inteligentes (funciones avanzadas) son Alemania y Estados Unidos.

**3 [...] brindar una explicación detallada en torno al problema que inicialmente se identificó en la materia de generación distribuida que hizo necesario establecer una cláusula de revisión, para ello se sugiere abordar el problema desde la perspectiva del funcionamiento de la actividad de generación distribuida y las implicaciones que tiene.**

La fracción XLIX del Artículo 12 de la LIE faculta a la Comisión para expedir y vigilar el cumplimiento de las Disposiciones Administrativas de Carácter General en relación con las atribuciones conferidas en la LIE. En este sentido, y derivado de la experiencia con la emisión de

OLS





la RES/142/2017 se observó la viabilidad de establecer un periodo de tres años para la revisión de las Disposiciones que conforman el anteproyecto regulatorio, considerando lo siguiente:

- a) El anteproyecto regulatorio propone cambios y áreas de mejora en la plataforma informática desarrollada por el Distribuidor, que requieren de inversión y tiempo de al menos 12 meses, para poder tener los cambios solicitados que permita a los particulares conocer la capacidad de integración de los circuitos de distribución y evaluar la viabilidad de instalar una central eléctrica en algún circuito de distribución en específico.
- b) Se espera que el esquema de Central Eléctricas de Generación Distribuida Colectiva tenga un alto impacto en los usuarios finales que habitan en inmuebles verticales, siendo este un nuevo esquema de Generación Distribuida se considera necesario revisar en el corto plazo el impacto que tiene en la industria eléctrica como en las Redes Generales de Distribución y en su caso realizar las modificaciones que se requieran, para incentivar que más usuarios finales tengan acceso a generar su energía eléctrica.
- c) Avances tecnológicos: Considerando que más del 99% de la Generación Distribuida en México es con tecnología Solar Fotovoltaica, es una industria que continuamente presenta avances tecnológicos tanto en módulos fotovoltaicos, inversores, baterías y componentes. Por ejemplo, en México se comercializa principalmente baterías electroquímicas de plomo-ácido, níquel-cadmio, sin embargo, con la propuesta regulatoria se espera incentivar los sistemas de almacenamiento asociados a Centrales eléctricas con Capacidad Instalada menor a 0.5 MW que abrirían un nuevo mercado para la proveeduría de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.
- d) Se estima que el crecimiento de la integración de Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida a las Redes Generales de Distribución se mantenga al alza, superando el pronóstico que se tenía en 2015 en el que se estimaba que para el 2023 se tendrían alrededor de 380,805 Contratos de Interconexión con una Capacidad Instalada de 2.9 GW. Lo que se considera viable, debido a que al segundo semestre 2022 se tienen 334,984 Contratos de Interconexión (incluyendo los Contratos de Interconexión de Pequeña y Mediana Escala) con una Capacidad Instalada de 2.63 GW.

Por lo antes expuesto, se considera necesario tener un periodo de implementación de la regulación que permita al Distribuidor realizar las adecuaciones necesarias a la plataforma informática dando con ello una mejor herramienta a los usuarios para la ayuda en la toma de decisiones, permitir el desarrollo del mercado del almacenamiento de energía, de la Generación Distribuida en Esquema Colectivo y el estado de las Redes Generales de Distribución. Por lo anterior, el plazo de tres años se considera adecuado para revisar el marco regulatorio y evaluar el crecimiento de la integración de este tipo de centrales eléctricas a las Redes Generales de Distribución, así como los avances tecnológicos, condiciones de mercado y marco normativo.

**4 “[...] se solicita a la CRE brindar los argumentos de la situación actual que permitan identificar que efectivamente se requieren acciones adicionales en torno a la generación distribuida que permitan asegurar la confiabilidad de las RGD”**

De conformidad con el artículo 3, fracción X de Ley de la Industria Eléctrica (LIE) publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014 y reformada mediante Decreto publicado en el Diario Oficial de la Federación el 06 de noviembre de 2020, que a la letra dice:

**“Confiabilidad:** 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;”

Asimismo, de conformidad con la fracción XLI, de la LIE, que a la letra dice:

**“Seguridad de Despacho:** Condición operativa en la cual se pueden mantener la Calidad y Continuidad de la operación del Sistema Eléctrico Nacional, en el corto plazo, frente a la falla de un elemento o múltiples elementos de este, conforme a los criterios respectivos que emita la CRE;” En este sentido, a efecto de asegurar un servicio de suministro de energía eléctrica con calidad y continuo que represente una confiabilidad en la Red General de Distribución hacia los usuarios

OLS

ok







finales y generadores exentos, esta Comisión identificó la necesidad de actualizar las disposiciones emitidas en la RES/142/2017.

Lo anterior, debido a que se pueden presentar diversas fallas en la Red General de Distribución derivado del incremento de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida interconectadas a las Redes Generales de Distribución.

Si bien, la Generación Distribuida coadyuva a controlar los niveles de tensión y reducir las pérdidas de energía en el Sistema Eléctrico Nacional, también se pueden tener afectaciones en la Confiabilidad de éste, si no se observa y regula que la integración de estas Centrales de Generación Distribuida se realice de forma ordenada.

Es por ello, que para prevenir que se afecte la Confiabilidad en la Red General de Distribución con la integración de la Generación Distribuida, se debe administrar adecuadamente la operación de estas.

De esta manera, surge la necesidad de que los Generadores Exentos tenga que observar el correcto desempeño de los siguientes parámetros:

- Nivel de tensión: Este parámetro es uno de los primeros que se deben de evaluar al integrar centrales de Generación Distribuida en la Red General de Distribución, especialmente cuando se presenta una máxima generación con una mínima demanda.
- Cargabilidad de circuitos de distribución: De forma paralela al desempeño del parámetro de tensión, se busca que por los conductores de los circuitos de distribución no circule una corriente mayor a la máxima permisible, para evitar problemas térmicos y de sobre corriente.
- Funcionamiento de dispositivos de protección: Los dispositivos de protección deben ser capaces de actuar selectivamente ante un cambio en la magnitud de una corriente de falla esperada o ante un cambio de dirección de flujos de potencia.  
Para que la Central Eléctrica de Generación Distribuida sea capaz de regular estos parámetros para favorecer el desempeño de estos y así incrementar la Confiabilidad a la Red Generación Distribuida, es necesario promover la inclusión de inversores o controladores inteligentes. Al no hacer uso de tecnología inteligente para el mejoramiento de la regulación de los parámetros previamente mencionados, se pueden tener algunas de las siguientes posibles afectaciones:
- Flujos de potencia inversos: Cuando los valores de potencia generada son mayores a la potencia demandada sobre el circuito de distribución, se empiezan a presentar flujos de potencia aguas arriba en dirección a la subestación, por lo que puede llegar a ocurrir que los flujos pasen de un nivel de tensión a otro, es decir, pueden pasar de un nivel de media tensión a un nivel de alta tensión.
- Desbalance de tensión: La interconexión de Generación Distribuida monofásica en los sistemas trifásicos de la Red General de Distribución puede traer consigo problemas de desbalance de tensión, ya que, si no se tiene un control sobre la inclusión de estas fuentes, pueden terminar sobrecargando una u otra fase del sistema.
- Modo operación en isla. Debido a un mal funcionamiento de las protecciones se puede presentar un aislamiento indeseado lo cual representa que la parte aislada presente sobretensiones.

Por lo anteriormente expuesto, uno de los objetivos de la actualización del proyecto en materia de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida es brindar una solución que permita disminuir el riesgo de afectación a la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, es específico a las Redes Generales de Distribución, considerando que la inclusión de inversores y/o controladores inteligentes permitirá que la Central Eléctrica de Generación con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida tenga la capacidad de regular los parámetros de tensión, frecuencia y potencia activa y reactiva, además de permitir en un futuro al operador del sistema de Distribución tener una administración y monitoreo de éstas.

**5 "Considerando lo anterior, es importante señalar que la falta de regulación perse no se puede considerar como la problemática, en el entendido que de que debe haber algo detrás que hace necesaria la intervención gubernamental, razón por la cual se solicita a la CRE profundizar al respecto e identificar el problema económico o de mercado que resulta en la necesidad de la emisión de la Propuesta Regulatoria."**

CLS

d.





Una de las problemáticas identificadas es la probabilidad de accidentes en las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida, que de acuerdo con estudios internacionales existe un riesgo de incendios del 2% en Centrales Eléctricas con tecnología Solar Fotovoltaica<sup>6</sup>, que en México representa el 99,27% (300,386 Contratos de Interconexión) de las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida instaladas eso significa que un gran número de Centrales Eléctricas están en riesgo de sufrir un riesgo de incendio.

Estos riesgos de incendios ocurren principalmente por errores de instalación y una mala calidad de los módulos fotovoltaicos, en este sentido, el marco regulatorio actual no prevé que la instalación de estas centrales eléctricas sea realizada por personal calificado ni el cumplimiento de normas de calidad de productos de los módulos fotovoltaicos utilizados. Por lo anterior, el anteproyecto regulatorio incluye el Capítulo III que establece la obligación de que personal certificado realice la instalación y los módulos fotovoltaicos se encuentren certificados, con el objetivo de reducir la probabilidad de riesgos de incendios u otros accidentes.

Los costos derivados de incendios y accidentes pueden ser desde el 0% al 100% de la inversión del Generador Exento. Por ejemplo, si una Central Eléctrica de 5 kW cuya inversión es de aproximadamente \$124,000.00 pesos mexicanos y el incendio o accidente afectara el 30% de la instalación, se tendría un costo de pérdida de \$37,200 pesos. Este costo es asumido por el Generador Exento cuando su proveedor no es confiable o contrata personal no calificado que no se responsabiliza por la instalación. Adicionalmente, tiene los costos de la energía que consume de la red eléctrica durante el periodo que se realizan trabajos de reparación.

La obligación que establece el anteproyecto regulatorio de utilizar productos y personal certificados, se considera que incentivará el crecimiento de un mercado seguro y confiable para los Generadores Exentos, y establecerá un piso parejo para los desarrolladores de proyectos, proveedores de productos e instaladores. Lo anterior, tomando en cuenta a que se deberán usar equipos y productos certificados, lo que evitará que proveedores comercialicen productos de dudosa calidad a precios más bajos que ponen en riesgo a los usuarios.

Como se mencionó anteriormente, otra problemática señalada por los Generadores Exentos es la barrera administrativa que tienen al momento de ingresar su Solicitud de Interconexión, debido a la confusión que existe en relación con la Capacidad Instalada que se debe reportar en la Solicitud de Interconexión y que debe ser menor a 0.5 MW para considerarse como Generación Distribuida o Generación Exenta. En este sentido, el anteproyecto regulatorio añade nuevas definiciones para diferenciar Capacidad Instalada Bruta y la Capacidad Instalada Neta que debe ser en todo momento menor a 0.5 MW. Asimismo, se actualiza el Formato de Solicitud de Interconexión con el objetivo de aclarar las dudas respecto de la información que deben proporcionar los Particulares y permitir una mejor lectura al Suministrador de Servicios Básicos y con ello reducir los contratiempos que se tienen hoy en día para ingresar la Solicitud de Interconexión.

Cabe resaltar que, de acuerdo con Particulares, el retraso en el ingreso de sus solicitudes les genera costos adicionales además de que retrasan el retorno de inversión y beneficios que se tienen con la implementación de este tipo de Centrales Eléctricas. Por ejemplo, una Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta GE/GD de 0.45 MW (450 kW), se estima que tiene un costo para el Generador Exento de \$5,025.46 pesos por cada día que se retrasa en entrar en operación. Si se considera que el retraso de entrada en operación de estas centrales es de aproximadamente 30 días como mínimo lo que equivale a un costo de \$150,763.86 pesos por Generador Exento

La integración de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida ha tenido un alto crecimiento desde la publicación del marco regulatorio vigente, sin embargo, se considera necesario actualizarlo considerando los cambios que se presentan en el Mercado como son los cambios o actualizaciones en los productos utilizados, las normas de referencia y las condiciones de las Redes Generales de Distribución. Por ejemplo, la RES/142/2017 fue elaborada considerando las condiciones de Mercado en ese momento, por lo que, para Centrales Eléctricas con tecnología Solar Fotovoltaica no se requerían funciones avanzadas para los inversores, sin embargo, derivado de la implementación del marco regulatorio actual y del comportamiento de estas centrales eléctricas con las Redes Generales de Distribución, se observó la necesidad de desarrollar inversores con tecnologías avanzadas o activarlas en caso de que algunos productos ya las

<sup>6</sup> A Review for Solar Panel Fire Accident Prevention in Large-Scale PV Applications, Yihua Hu, IEEE 17 de julio de 2020.

GLS







*tuvieran, para que la interoperabilidad de estas Centrales Eléctricas con las Redes Generales de Distribución sea de forma Segura y Confiable.*

*Adicionalmente, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (iea) México se encuentra en la Fase 2 de Integración de Energías Renovables al Sistema Eléctrico Nacional, fase en la que empiezan a surgir desafíos<sup>7</sup>, que permitan una integración continua y segura. Por lo anterior, se consultó con el Distribuidor y Operador del Sistema Eléctrico Nacional, los supuestos que deberían requerir de Estudios de Interconexión desde una perspectiva técnica que pudiera limitar la integración de Generación Distribuida a las Redes Generales de Distribución.*

*Derivado de lo anterior, se propone actualizar los supuestos que requieren de Estudios de Interconexión establecidos en el Manual, con la finalidad de determinar si bajo alguno de los supuestos propuestos en el anteproyecto regulatorio se requieren de obras de refuerzo o de interconexión que permitan la interconexión de las Centrales Eléctricas sin ocasionar riesgos en la continuidad del Suministro Eléctrico de los usuarios finales o riesgos para los propios Generadores Exentos y sus instalaciones, como de las Redes Generales de Distribución.*

*Asimismo, considerando el crecimiento al alza de la Generación Distribuida y de las actividades adicionales en las que se deberán incurrir para realizar los Estudios de Interconexión y que los Generadores Exentos se benefician directamente de estas centrales eléctricas, se prevé que los Generadores Exentos absorban los costos asociados a los Estudios de Interconexión.*

*Adicionalmente, el marco regulatorio actual no establece la metodología de contraprestación aplicable a Centrales Eléctricas de Generación Distribuida en Esquema Colectivo, lo que no permite que varios usuarios finales sean beneficiados con la energía eléctrica generada por este tipo de Centrales Eléctricas y con ello reducir sus costos de consumo de energía eléctrica del Suministrador. Por lo anterior, el anteproyecto regulatorio establece la metodología de contraprestación que se debe aplicar, así como, los requisitos a cumplir para realizar la interconexión de estas centrales eléctricas. Incentivar el Esquema Colectivo permite a los usuarios finales a compartir los costos de inversión.*

*Finalmente, respecto de la actualización propuesta en la metodología de contraprestación aplicable a las centrales eléctricas asociadas a centros de carga en una tarifa GDMTH, el proyecto regulatorio modifica la metodología de medición neta por una metodología de autoconsumo, considerando que el objetivo de los Generadores Exentos es reducir su consumo de energía eléctrica. En este sentido, se visualiza que los usuarios finales son las pequeñas y medianas empresas quienes requieren reducir sus consumos dentro de sus horas laborales, que se considera es durante las horas de generación de energía eléctrica. Un usuario final en GDMTH puede ser una empresa de servicios, que opera en horarios de 9:00 horas a 16:00, periodo en que una Central Eléctrica con tecnología fotovoltaica genera energía eléctrica.*

*El marco regulatorio actual permite que los Generadores Exentos en tarifa GDMTH compense la energía generada en diferentes horarios tarifarios. Es decir, que una Central Eléctrica Fotovoltaica instalada en el Ciudad de México que genera energía eléctrica en un periodo de 8:00 horas a 18:00 horas (Figura 3), que se puede considerar dentro de un periodo tarifario intermedio. La tarifa GDMTH se conforma una tarifa base, intermedia y punta. Por ejemplo, si la central eléctrica genera 100 kWh y tiene el siguiente consumo en base 20 kWh, intermedia 50 kWh y en punta 30 kWh, el Suministrador de Servicios Básicos realiza un neteo en horario intermedio quedando 50 kWh restantes, que después netea en horario punta quedando 20 kWh que se estarían neteando en horario base, hasta quedar en ceros, en caso de tener un sobrante de energía eléctrica se vende al Suministrador de Servicios Básicos a un Precio Marginal Local, que es un valor volátil del Mercado y en ocasiones muy alto respecto a la tarifa del Suministrador de Servicios Básicos.*

*ok*



<sup>7</sup> Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility; International Energy Agency.





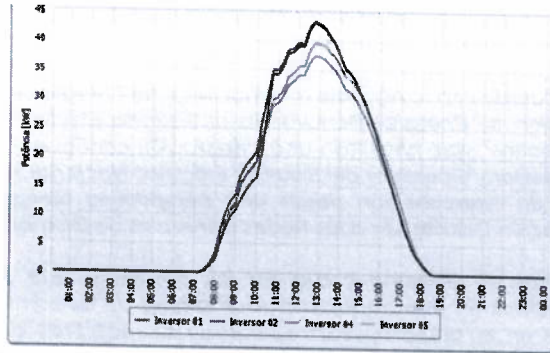


Figura 2 Curva típica de generación de una Central Eléctrica Fotovoltaica.

En este sentido, la propuesta regulatoria elimina la opción de compensación horaria permitiendo la venta de excedentes de energía eléctrica que no se consume durante el periodo de generación, con la intención de nivelar los beneficios tanto para el Generador Exento como el Suministrador de Servicios Básicos y este no pague la energía a precios más altos.

Adicionalmente, el artículo 21 de la LIE establece que la CRE emitirá los modelos de contrato y metodologías de cálculo, criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables, que reflejarán el valor económico que produzca al Suministrador, en este sentido, se considera que pagar la energía entregada a las RGD a precios de PML, no representa el valor económico para el Suministrador de Servicios Básicos, puesto que son precios volátiles y altos. Por lo anterior, el proyecto regulatorio propone una metodología que permita determinar el valor de la contraprestación tomando en cuenta información confiable que permita establecer un costo eficiente tanto para el Suministrador de Servicios Básicos como para el Generador Exento. Para ello, se considera que el costo eficiente para el Suministrador de Servicios Básicos es el precio de la energía adquirida a través de los contratos de cobertura y que es generada con tecnología solar fotovoltaica. Lo anterior, considerando que más del 99.9% de la Generación Distribuida en México usa esta tecnología.

Por ejemplo, los excedentes de energía conforme a la regulación actual se pagan a Precio Marginal Local (PML) que como se ha mencionado son valores muy volátiles. Si se considera un PML promedio para un periodo de 2018 a 2020 en el Sistema Interconectado Nacional, la energía excedente se pagaba en \$1.287/kWh, costo que es superior al costo nivelado de la energía como se muestra a continuación:

De acuerdo a la literatura el costo nivelado de la energía (LCOE por sus siglas en inglés) se puede determinar usando la siguiente ecuación:

$$LCOE = \frac{(\text{Costo de la inversión} - \text{Incentivo fiscal}) + O\&M}{(\text{Energía anual} \times \text{vida útil})}$$

Para el ejercicio se consideraron tres diferentes capacidades de centrales eléctricas en Media Tensión y los costos de inversión se tomaron del documento Monitor de información comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México<sup>8</sup>, obteniéndose los resultados presentados en la Tabla 1.

Tabla 1 Estimación del costo nivelado de la energía de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida en Media Tensión.

Capacidad de la Central Eléctrica	Costo de inversión (USD)	Costo de O&M	Et (kWh/año)	Vida útil	Incentivo fiscal	Costo total de la inversión (USD)	LCOE (USD/kWh)	LCOE (\$MXN/kWh)
100000	93000	4000	175200	30	27900	65100	0.0352169	\$ 0.62
250000	225000	10000	438000	30	67500	157500	0.0348174	\$ 0.61
499000	424150	19960	876000	30	127245	296905	0.0340831	\$ 0.60

<sup>8</sup> Monitor de información comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México, Segunda edición, Octubre 2021, [www.monitordepreciosgsd.com](http://www.monitordepreciosgsd.com)

gls





Como se puede observar en la tabla anterior, el precio nivelado de la energía promedio es de \$0.61/kWh, valor que es menor al PML de \$1.287 que debe pagar el Suministrador de Servicios Básicos con el marco regulatorio actual, generado con ello ineficiencias al Suministrador y que tienen que ser trasladados a la tarifa final del usuario final, por lo que, la propuesta del proyecto regulatorio además de establecer un costo justo para el Generador Exento y Suministrador de Servicios Básicos, protege a los usuarios finales para que no se establezca un tipo subsidio de los usuarios finales que no tienen GD hacia los Generadores Exentos.

Ahora bien, usando la metodología propuesta en el proyecto regulatorio se obtiene un valor de \$0.72/kWh, cuyo valor es representativo al costo nivelado de la energía promedio. Para determinar el valor de contraprestación se usa la información presentada por el Suministrador de Servicios Básicos a la Comisión Reguladora de Energía, dando con ello certeza de la información utilizada. Cabe señalar que la Comisión actualizará este valor anualmente con la información actualizada de los últimos tres años y conforme a las tarifas de transmisión y los porcentajes de pérdidas vigentes al momento de la actualización.

En la siguiente tabla se presenta la comparativa de los valores de PML, el costo nivelado de la energía y el valor de la contraprestación.

Tabla 2 Comparativa de PML vs Costo nivelado de la energía vs Valor de la contraprestación.

PML	Costo nivelado de la energía	Valor de la contraprestación
\$1.287/kWh	\$0.61/kWh	\$0.72/kWh <sup>9</sup>

Como se puede observar, el valor del PML es aproximadamente 57% más alto que el costo nivelado de la energía y el valor de contraprestación, lo que deja en desventaja al Suministrador de Servicios Básicos, sin embargo, el valor de contraprestación propuesto es muy similar al costo nivelado de la energía.

Cabe señalar, que dentro de las opciones analizadas por esta Comisión para la actualización del valor de la contraprestación se consideró que cada Generador Exento presentará la información relativa a la inversión realizada para la instalación de su Central Eléctrica y el Suministrador de Servicios Básicos determinará el costo nivelado de la energía y a ese valor pagar la energía excedente inyectada a la red en un esquema de contraprestación de medición neta o la energía entregada a la red en un esquema de contraprestación de facturación neta o venta total.

Sin embargo, de la propuesta descrita en el párrafo anterior se observó lo siguiente:

1. Riesgos de sobrecostos que originaran una manipulación del mercado de Generación Distribuida.
2. Generación de costos adicionales por las nuevas actividades que tendría que realizar el Suministrador de Servicios Básicos.
3. Aumento de la tarifa final de suministro para la recuperación de los nuevos costos administrativos del Suministrador de Servicios Básicos.

Por lo antes expuesto, se considera que la metodología propuesta permitirá determinar un valor de contraprestación que:

1. Refleje el valor económico al Suministrador de Servicios Básicos conforme al artículo 21 de la LIE.
2. De certeza a los participantes de la industria respecto de la información utilizada para determinar el valor de contraprestación.
3. No genere incrementos en la tarifa final de los usuarios finales por pagar la energía a PML." (sic)

Al respecto, se observa que uno de los planteamientos realizados por esa Comisión es la prevención de incendios derivados de la falta de uso de equipos adecuados y capacitación deficiente del personal encargado de las instalaciones, por lo que hace referencia al estudio "A

<sup>9</sup> Con información de los años 2018 al 2020 presentada por el Suministrador de Servicios Básicos (Información de carácter confidencial).

ds





Review for Solar Panel Fire Accident Prevention in Large-Scale PV Applications, Yihua Hu, IEEE 17 de julio de 2020", mediante el cual brinda información sobre lo estudiado en China y Reino Unido con relación al porcentaje de probabilidad de que estos incidentes ocurran. Sin embargo, para el caso de México solo se menciona que han existido diversos casos, dados a conocer a través de medios masivos de comunicación y redes sociales, por lo que resulta necesario que esa Comisión presente datos oficiales actualizados sobre los casos presentados y debidamente documentados en México, de incendios y accidentes en las Centrales Eléctricas, exponiendo de forma más exacta la realidad actual del país en cuanto a este tipo de incidentes.

De igual forma, la CRE señala que se han recibido cuatro consultas en las que se solicita aclarar respecto a la posibilidad de la convivencia de una Central Eléctrica de Generación Distribuida asociada a un Centro de Carga que se encuentre dentro de un Contrato de Interconexión Legado (CIL), al respecto, resulta necesario que esa Comisión proporcione el número total de sujetos regulados que se verían afectados al no existir la posibilidad de dicha interconexión, a fin de poder dimensionar de mejor manera cuántos afectados existen en comparación con las cuatro consultas realizadas y así poder dimensionar de una mejor forma el efecto que tendrá la Propuesta Regulatoria al respecto.

Respecto al numeral uno del formulario y conforme a la problemática identificada, la CRE señaló los objetivos generales de la Propuesta Regulatoria, de la siguiente manera:

*"El artículo 12 fracción XXXVIII de la Ley de la Industria Eléctrica faculta a la Comisión Reguladora de Energía (CRE) para expedir las normas, directivas y demás disposiciones de carácter administrativo en materia de Generación Distribuida, atendiendo a la política establecida por la Secretaría.*

*En este sentido, el 7 de marzo de 2017 se publicaron en el Diario Oficial de la Federación (DOF) las disposiciones administrativas de carácter general, los modelos de contrato, la metodología de cálculo de contraprestación y las especificaciones técnicas generales, aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida (disposiciones), y en la que establece en su numeral 1.3 que dichas disposiciones serán revisadas al término de un año a partir de su publicación en el DOF o cuando el nivel de integración de Generación Distribuida, en relación con el total de capacidad de generación instalada a nivel nacional, alcance un valor de 5%, o antes, si así lo considera necesario la CRE.*

*Derivado de lo anterior y de una revisión a las disposiciones y la evolución de la generación distribuida, así como de los avances tecnológicos, las modificaciones propuestas a la regulación tienen como objetivo.*

- I. Establecer las condiciones generales, que deben cumplir las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, para la Interconexión a las Redes Generales de Distribución;*
- II. Establecer las condiciones para realizar los estudios para la Interconexión a las Redes Generales de Distribución de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW;*
- III. Expedir la regulación en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que deben cumplir las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW para interconectarse a las Redes Generales de Distribución;*
- IV. Expedir el Modelo de Contrato que deben celebrar el Distribuidor y el Generador Exento para la Interconexión de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución;*
- V. Publicar las especificaciones técnicas generales propuestas por el Centro Nacional de Control de Energía y los requerimientos técnicos de seguridad requeridos para la Interconexión de las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución;*
- VI. Modificar el Modelo de Contrato de Contraprestación que celebran el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución;*
- VII. Modificar la Metodología de Contraprestación que aplicarán los Suministradores de Servicios Básicos por la energía eléctrica entregada por los Generadores Exentos;*

ALS

df







- VIII. Establecer los lineamientos generales que deben cumplir las Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida para acreditar Certificados de Energía Limpia a través de un Suministrador de Servicios Básicos.
- IX. Establecer las condiciones generales, especificaciones técnicas y Metodología de Contraprestación aplicable al Esquema de Generación Distribuida Colectiva.” (sic)

En este sentido, en el oficio previo de Ampliaciones y Correcciones de noviembre de 2022 se señaló a la CRE que *“se considera necesario que se indique de manera puntual cómo los objetivos señalados pretenden resolver la problemática identificada, y se argumente qué resultados se esperan alcanzar una vez aplicada la Propuesta Regulatoria.”*

Al respecto, la CRE señaló en el ya citado anexo *“20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx”* del formulario del AIR que nos ocupa, lo siguiente:

*“Como se menciona en el Análisis de Impacto Regulatorio (Anexo A), el anteproyecto regulatorio actualiza el marco regulatorio vigente actual (RES/142/2017 y Manual). Lo anterior, conforme a las atribuciones conferidas por la Ley de la Industria Eléctrica a la Comisión en las fracciones II, XV, XVII, XX, XXIV, XXXVII, XXXVIII, XLI, XLII, LII y LIII del Artículo 12.*

*I. Establecer las condiciones generales, que deben cumplir las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, para la Interconexión a las Redes Generales de Distribución;*

*Con este objetivo se atiende la problemática identificada por los Generadores Exentos al ingresar su Solicitud de Interconexión a través del establecer nuevas definiciones que ayuden a aclarar dudas, así como, actualizar las condiciones técnicas que se deben observar para interconectar una Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW (incluyendo Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida).*

*II. Establecer las condiciones para realizar los estudios para la Interconexión a las Redes Generales de Distribución de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW;*

*El Manual prevé los casos en que se deben realizar Estudios de Interconexión, en este sentido, el anteproyecto regulatorio retoma y actualiza los casos en que se deben realizar estos Estudios previo a la interconexión de la Central Eléctrica con las RGD con la finalidad de que la interconexión se realice de manera segura tanto para los Generadores Exentos y el Sistema Eléctrico Nacional. Lo anterior, considerando que la implementación de este tipo de Centrales Eléctricas crecerá y es necesario asegurar que no se tendrán problemas en la Calidad, Confiabilidad y Continuidad del Servicio de Suministro Eléctrico.*

*III. Expedir la regulación en materia de eficiencia, Calidad, Confiabilidad, Continuidad y seguridad que deben cumplir las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW para interconectarse a las Redes Generales de Distribución;*

*Los objetivos II y III se complementen ya que a través de la actualización del Anexo II que establece las especificaciones técnicas para la interconexión de Centrales Eléctricas a las Redes Generales de Distribución se tiene la finalidad de atender el crecimiento de la integración de este tipo de centrales de una forma segura sin arriesgar la eficiencia, Calidad, Confiabilidad Continuidad y seguridad, del Servicio de Suministro Eléctrico;*

*Adicionalmente, el Anexo II atienden la problemática identificada por algunos Generadores Exentos que se ven afectados al momento de instalar una Central Eléctrica Fotovoltaica y que por las características propias de la tecnología solar fotovoltaica no inyectan energía reactiva a la red y ven afectado su Factor de Potencia, dando con ello alguna penalización por parte del Suministrador de Servicios Básicos. Lo anterior, a través de pedir que los inversores que se instalen cuenten con funciones avanzadas.*

*IV. Expedir el Modelo de Contrato que deben celebrar el Distribuidor y el Generador Exento para la Interconexión de Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución;*

*Considerando que se proponen cambios al marco regulatorio, es necesario actualizar el Modelo de Contrato que se tiene vigente, para alinearlos con la propuesta regulatoria y se pueda*





implementar. Asimismo, la actualización del Modelo de Contrato tiene el objetivo de atender la problemática de retrasos en el ingreso de solicitudes ante el Suministrador de Servicios Básicos al establecer campos de información que permitan registrar tanto la Capacidad Instalada Bruta como la Capacidad Instalada Neta y evitar confusiones en el requisitado de la solicitud y revisión de esta.

V. Publicar las especificaciones técnicas generales propuestas por el Centro Nacional de Control de Energía y los requerimientos técnicos de seguridad requeridos para la Interconexión de las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW a las Redes Generales de Distribución.

Este objetivo atiende la problemática de seguridad en las instalaciones de los Generadores Exentos estableciendo requisitos de seguridad que deben observar los Solicitantes (Generadores Exentos) para interconectar una Central Eléctrica a las Redes Generales de Distribución de forma segura. El Capítulo III del anteproyecto regulatorio establece la obligación de la intervención personal certificado y el uso de producto certificado, con la finalidad de reducir riesgos de incendios o accidentes.

VI. Modificar el Modelo de Contrato de Contraprestación que celebran el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento para determinar la contraprestación aplicable por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución;

Con los cambios propuestos en el marco regulatorio es necesario actualizar el Modelo de Contrato de Contraprestación que permita reflejar e implementar los cambios propuesto como son la integración de la Generación Distribuida en Esquema Colectivo, adición de nuevas definiciones y cambios en la metodología de contraprestación.

VII. Modificar la Metodología de Contraprestación que aplicarán los Suministradores de Servicios Básicos por la energía eléctrica entregada por los Generadores Exentos;

El marco regulatorio actual prevé que la energía excedente bajo el régimen de Medición Neta y la energía generada bajo los regímenes de facturación neta y venta total, se paguen a un Precio Marginal Local que puede ser muy volátil considerando que es un precio que se obtiene de la operación del Mercado Eléctrico Mayorista. En este sentido, la propuesta regulatoria, tiene la finalidad de dar mayor certeza al Generador Exento del valor de la contraprestación que está recibiendo, procurando que sea un valor justo tanto para el Generador Exento como para el Suministrador de Servicios Básicos, como se presenta en el punto 5 anterior.

Adicionalmente, se modifica el régimen de Medición Neta por un régimen de autoconsumo para las Centrales Eléctricas que se encuentren en Media Tensión, con el objetivo de que el Generador Exento consuma la energía en el periodo que la genera, considerando que el espíritu de la Generación Distribuida es que más usuarios finales puedan generar su propia energía para reducir su dependencia del Suministrador. La energía excedente, podrá venderla al Suministrador al valor de la contraprestación autorizada.

VIII. Establecer los lineamientos generales que deben cumplir las Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida para acreditar Certificados de Energía Limpia a través de un Suministrador de Servicios Básicos.

Con este objetivo se atiende la problemática identificada respecto a la falta de lineamientos para el otorgamiento de Certificados de Energía Limpia (CEL), de Centrales Eléctricas de Generación Limpia Distribuida.

IX. Establecer las condiciones generales, especificaciones técnicas y Metodología de Contraprestación aplicable al Esquema de Generación Distribuida Colectiva.

Este objetivo busca atender el vacío regulatorio que existe en materia de Generación Distribuida en Esquema Colectivo, que no permite su implementación al no contar con una Metodología de Contraprestación, un Modelo de Contrato ni especificaciones técnicas-administrativas. Por lo anterior, en el anteproyecto regulatorio se incluye el Capítulo relativo al Esquema Colectivo especificando de manera general las condiciones que se deben cumplir para participar dentro de dicho esquema." (sic)

Con relación a la respuesta brindada por la CRE, se considera necesario que esa Comisión indique de forma detallada, como es que la Propuesta Regulatoria atenderá de forma específica la problemática respecto a la falta de certeza jurídica que existe en relación con los Certificados de

CLS





Energía Limpia (CEL) y el impacto que esto tendrá para el Sujeto Obligado, además de los resultados que se esperan una vez que se implemente la Propuesta Regulatoria.

**II. Alternativas a la regulación.**

Con la finalidad de responder el numeral 4 del formulario del AIR, la CRE identificó en el AIR del 28 de octubre de 2022 dos alternativas distintas a la Propuesta Regulatoria, las cuales se tienen aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran y sobre las cuales se consideró necesario que la CRE indicara de manera detallada "la metodología y la forma en que se realizó el cálculo correspondiente a los \$485,825,220.29 pesos mexicanos por los riesgos de incendios, en la alternativa de no emitir regulación alguna, esto para estar en posibilidad de realizar un pronunciamiento respecto a si la Propuesta Regulatoria es la mejor opción para solucionar la problemática señalada."<sup>10</sup>

A manera de respuesta, en el documento "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx", señala lo siguiente:

"Para estimar los costos económicos en los que se podría incurrir por un incendio en un Central Eléctrica Solar Fotovoltaica, se realizó lo siguiente:

1 La proyección del número de Contratos de Interconexión a celebrarse en el primer año de implementación de la Propuesta Regulatoria, a través de la metodología presentada en la pestaña "Proyección de contratos en año 1", en el que se determinó que en el primer año se tendrían 61,632 Contratos de Interconexión firmados lo que corresponde a 61,632 Centrales Eléctricas de Generación Distribuida.

2 Considerando el porcentaje actual de participación de los Contratos Celebrados al primer semestre 2022 de los escenarios 1 y 2 propuestos en el AIR, se estimó que, 3,245 Centrales Eléctricas estarían en riesgo de incendios o algún tipo de accidente."<sup>11</sup>

Tabla 3 Estimación de solicitudes al primer año de implementación de la propuesta regulatoria.

	Escenario 1	Escenario 2
Porcentaje de participación al primer semestre 2022	69.52%	18.24%
Proyección de contratos en el año 1	42,846	11,242
Núm. De CE con riesgos de incendios (6%)	257.1	67.4

3 Posteriormente se plantearon tres escenarios donde se tuvieran un riesgo de incendio del 10%, 50% y 100% de la inversión realizada.

Tabla 4 Estimación de pérdidas económicas por riesgos de incendios bajo diferentes escenarios.

Capacidad de la Central Eléctrica	Inversión inicial	Porcentaje de pérdidas de la inversión	No. de Centrales Eléctricas.	Estimación de Pérdida económica
4.5 kW	\$138,580.33	0.1	2,271	\$31,471,592.94
4.5 kW	\$138,580.33	0.5	649	\$44,969,317.09
4.5 kW	\$138,580.33	1	325	\$45,038,607.25
			<b>Total</b>	<b>\$121,479,517.28</b>

<sup>1</sup> Representa el 70% de las 3,245 centrales eléctricas que se espera se instalen en el primer año.

<sup>2</sup> Representa el 20% de las 3,245 centrales eléctricas que se espera se instalen en el primer año.

<sup>3</sup> Representa el 10% de las 3,245 centrales eléctricas que se espera se instalen en el primer año.

<sup>10</sup> Del oficio número CONAMER/22/5466 de Ampliaciones y Correcciones emitido por CONAMER el 11 de noviembre de 2022.

<sup>11</sup> Anexo del formulario del AIR, denominado "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx."

LS







*Sin embargo, se observa un error en el resultado del producto de las columnas de inversión inicial, porcentaje de pérdidas de la inversión y No. de Centrales Eléctricas en el último escenario. Por lo tanto, el beneficio es de **\$121,479,517.28***

**Actualización de datos.**

*Ahora bien, para tener una referencia más amplia de los riesgos de incendios para el total de las Centrales Eléctricas proyectadas al primer año (63,164 contratos) se realiza tres escenarios para cuatro distintos esquemas de Centrales Eléctricas, dando un costo de \$969,207,470.79 pesos mexicanos en caso de sufrir algún incendio o accidente y el número de personas afectadas podría ascender a 66,444. Ver el numeral 10 de este documento para más información." (sic)*

Con base en los argumentos expuestos, se observa que los distintos escenarios considerados para la estimación de no emitir regulación alguna, se realizaron con estimaciones de 10%, 20% y 70% de probabilidad de que se presente un incendio, sin embargo, en la descripción de la problemática se señaló que, según el estudio *A Review for Solar Panel Fire Accident Prevention in Large-Scale PV Applications*, la probabilidad de que un evento así se presente es del 2%, por lo que resulta necesario que esa Comisión indique en qué se basó para el presente cálculo, y tal como se señaló en el apartado de "Problemática" del presente oficio, se proporcionen datos oficiales actualizados respecto a la ocurrencia de dichos eventos en México, a fin de estar en posibilidad de emitir un pronunciamiento respecto a si la Propuesta Regulatoria es la mejor opción para solucionar la problemática planteada.

Con relación al numeral 5 del formulario del AIR, relativo a justificar que la Propuesta Regulatoria es la mejor alternativa para resolver la problemática identificada, a lo señalado en el formulario previo de octubre de 2022 por la CRE, lo cual se tiene aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran, en el oficio número CONAMER/22/5466 de *Ampliaciones y Correcciones emitido el 11 de noviembre de 2022*, , CONAMER indicó lo siguiente "[...] se hace del conocimiento de esa Comisión que el numeral en comento tiene la finalidad de que, a partir del análisis de los costos y beneficios de cada una de las alternativas, se debe justificar por qué la regulación propuesta es la mejor opción, por lo que se le solicita realizar dicha comparación."

Sobre la solicitud realizada, la CRE responde lo siguiente:

*"La Propuesta Regulatoria es la mejor opción porque tiene el objetivo de dar mayor certidumbre a los Generadores Exentos, CENACE, Suministradores y Distribuidor respecto de los derechos y responsabilidades de cada uno respecto de la instalación y operación de las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta GE/GD menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida. Asimismo, se da certeza a los Generadores Exentos, usuarios, Suministrador y Distribuidor de que las instalaciones eléctricas de estas Centrales Eléctricas son seguras.*

*Adicionalmente, la propuesta regulatoria permite la implementación de Centrales Eléctricas de Generación Distribuida en Esquema Colectivo, que permite a, los usuarios finales que viven en edificios verticales tenerla posibilidad de agruparse y participar como beneficiarios de una Central Eléctrica que les permita reducir sus costos de consumo de energía eléctrica y compartir los costos de inversión.*

*El no realizar cambios en el marco regulatorio actual, se tendrían grandes riesgos de incendios o accidentes en las Centrales Eléctricas, derivado de que no se exige la participación de personal calificado ni de producto certificado, que son de las principales causas de riesgos en estas. Tampoco se incentivaría la Generación Distribuida en Esquema Colectivo debido a que no se cuenta con una metodología de contraprestación y/o requisitos técnico-administrativos que permitan su implementación.*

*Por otra parte, la autorregulación podría desincentivar un mercado competitivo ya que se puede generar un trato preferencial o discriminatorio hacia algunos Generadores Exentos y no se tienen condiciones de un mercado competitivo debido a que los desarrolladores de proyectos o*

OLS

d





*proveedores no tienen un marco regulatorio que les exija utilizar productos certificados y personal calificado.*<sup>12</sup> (sic)

En este sentido, esta Comisión no está en posibilidades de realizar un pronunciamiento al respecto, derivado de que es necesario que la CRE realice la estimación de la alternativa de no emitir regulación alguna, justificando los porcentajes utilizados, o bien realice una nueva estimación, para dar cumplimiento al procedimiento de mejora regulatoria.

Respecto al apartado 6 del formulario del AIR, relativo a describir la forma en que la problemática se encuentra regulada en otros países y/o las buenas prácticas internacionales en la materia, en el formulario previo del 28 de octubre 2022 de la CRE realizó su análisis a través de la descripción de los diversos elementos los cuales se tienen aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran

En este sentido, se le señaló en el oficio de Ampliaciones y Correcciones referido, lo siguiente:

*"[...] la CONAMER considera necesario que esa Comisión señale cuales son los elementos que retoma en la Propuesta Regulatoria de esas mejores prácticas internacionales y brinde la correspondiente justificación de cómo dichos elementos, tomando consideraciones las características nacionales, se ajustan a la consecución de los objetivos regulatorios y por lo tanto a subsanar o eliminar la problemática identificada, tomando en consideración las observaciones vertidas respecto de dicha problemática y los objetivos regulatorios."*

En el documento "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx", anexo al formulario del AIR de Respuesta a Ampliaciones y Correcciones que nos ocupa, la CRE señala lo siguiente:

**a) "Seguridad y Capacitación"**

*Una de las problemáticas identificadas en el marco regulatorio actual, es que a las Centrales Eléctricas que están asociadas a un punto de interconexión en Baja Tensión no se les requiere un Dictamen emitido por una Unidad de Verificación que permita acreditar que la instalación eléctrica del Sistema de Generación se haya realizado bajo el mínimo de requerimientos técnicos de seguridad, esto debido a que la contratación de una Unidad de Verificación de Instalaciones Eléctricas representa un alto costo para el generador exento en baja tensión, antes esta situación, estas Centrales Eléctricas quedan vulnerables a riesgos eléctricos, pues queda abierta la posibilidad de éstas puedan ser instaladas por personal no calificado.*

*Algunas de las actividades internacionales que se consideraron para poder solucionar esta problemática se mencionan a continuación:*

*La organización Solar Energy International de Estados Unidos ofrece Certificaciones Profesionales en el ámbito de Energías Renovables llamadas Certificaciones NABCEP, las cuales son certificaciones que permiten acreditarse como instalador, diseñador, inspector, vendedor técnico y especialista de mantenimiento de sistemas fotovoltaicos, entre otros, como se puede apreciar en la figura 4.*

*d.*

<sup>12</sup> Anexo del formulario del AIR, denominado "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx."

CLS

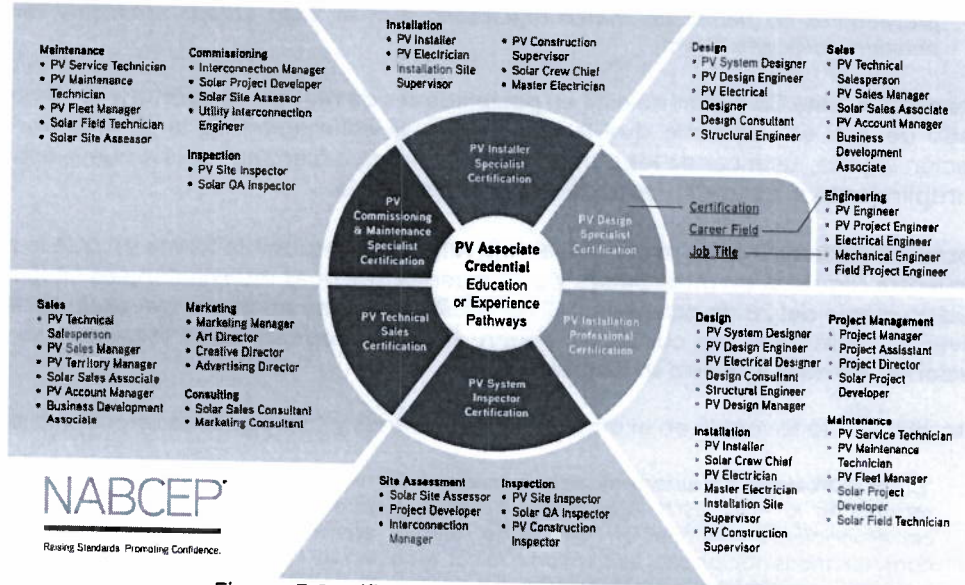


Figura 3 Certificaciones desarrolladas por NABCEP.

Asimismo, en Colombia se requiere que la empresa encargada de la instalación del sistema, o el instalador, certifique al menos 1 año de experiencia específica acorde con el tipo de tecnología a instalar, o en su caso se le requiere adjunte un certificado de capacitación del personal en la instalación que se llevará a cabo, lo anterior de acuerdo con el artículo 14 de la resolución número 174 de 2021 por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, además incluyen bajo la misma resolución el requerimiento de presentar el certificado de producto de los inversores que se usen en dichas instalaciones.

Por otra parte, en República Dominicana se requiere que el proyecto de instalación se acredite por un Ingeniero Colegiado a través de la firma de planos, esto de acuerdo con el artículo 8 del Reglamento de Interconexión de Generación Distribuida. Además, el artículo 26 dispone que antes de operar la Central Eléctrica de Generación Distribuida en paralelo con el Sistema Eléctrico del Distribuidor, el Solicitante o su representante realizará las pruebas a los Equipos de Protección de su Sistema de Generación. Estas pruebas serán responsabilidad del Solicitante y estarán certificadas por un Ingeniero Colegiado.

Por lo anterior, considerando que más del 90.00% del total de centrales eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW instaladas en México son Centrales Eléctricas de Generación Distribuida con tecnología solar fotovoltaica en Baja Tensión, se estableció en el anteproyecto regulatorio el requerimiento de que el instalador y el supervisor de la Central de Generación Distribuida en Baja Tensión tuviese un Certificado que acreditara que tienen los conocimientos necesarios para llevar a cabo una correcta supervisión e instalación de materiales y equipos eléctricos de la Central Eléctrica.

De acuerdo con las Certificaciones de competencias laborales impulsadas por el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER), las Certificaciones requeridas en el anteproyecto regulatorio, son:

1. EC0586.01 Instalación de sistemas fotovoltaicos en residencia, comercio e industria.
2. EC1181 Supervisión de sistemas fotovoltaicos en residencia, comercio e industria.

De esta manera, se integra en el proyecto regulatorio el numeral 7 del Anexo VI "Formato de Evaluación de los requerimientos técnicos de seguridad para Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida en Baja Tensión" y el numeral 3.4 del proyecto regulatorio, los cuales tienen por objetivo establecer la obligación de que el instalador y supervisor de la Central Eléctrica de Generación Distribuida en

cus







*Baja Tensión se encuentre debidamente certificados y con ello establecer una responsabilidad hacia con los Generadores Exentos*

**b) Generación Distribuida Colectiva**

*Durante los últimos años a medida que crece la población, crece la urbanización y por lo tanto disminuye el espacio de vivienda en las ciudades, ante este hecho se ha observado que cada vez se vuelve más necesaria la construcción de nuevas opciones de vivienda, una de esas opciones utilizadas en México son las unidades de vivienda colectivas.*

*De acuerdo con el artículo 68 de la LIE La Generación Distribuida contará con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las Redes Generales de Distribución, así como el acceso a los mercados donde pueda vender su producción. En este sentido, una de las problemáticas identificadas con el marco regulatorio actual es que no se tiene contemplado un esquema de Generación Distribuida en viviendas colectivas, lo cual representa un problema para aquellas familias que requieren disminuir sus costos de consumo eléctrico y no tienen espacio para instalar una Central Eléctrica de Generación Distribuida,*

*Por lo anterior, el anteproyecto regulatorio prevé las disposiciones generales por las que se puede llevar a cabo la actividad de Generación Distribuida bajo un Esquema Colectivo. Un ejemplo de Generación Distribuida en Esquema Colectivo se tiene en España, que de acuerdo con lo establecido en el artículo 3, fracción m de las disposiciones generales emitidas en el Real Decreto número 244/2019 publicado el 06 de abril de 2019 en el boletín oficial del estado, por lo cual se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas de autoconsumo de energía eléctrica en España y por el cual se define al Autoconsumo Colectivo como:*

*"Autoconsumo colectivo: Se dice que un sujeto consumidor participa en un autoconsumo colectivo cuando pertenece a un grupo de varios consumidores que se alimentan, de forma acordada, de energía eléctrica que es proveniente de instalaciones de producción próximas a las de consumo y asociadas a los mismos.*

*El autoconsumo colectivo podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo definidas en el artículo 4 cuando este se realice entre instalaciones próximas de red interior.*

*Asimismo, el autoconsumo colectivo podrá pertenecer a cualquiera de las modalidades de autoconsumo con excedentes definidas en el artículo 4 cuando este se realice entre instalaciones próximas a través de la red."*

*Asimismo, el artículo 4 de las mismas disposiciones generales, se clasifican dos distintas modalidades de Autoconsumo las cuales se retoma la siguiente:*

*"b) Modalidad de suministro con autoconsumo con excedentes. Corresponde a las modalidades definidas en el artículo 9.1.b) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. En estas modalidades las instalaciones de producción próximas y asociadas a las de consumo podrán, además de suministrar energía para autoconsumo, inyectar energía excedentaria en las redes de transporte y distribución. En estos casos existirán dos tipos de sujetos de los previstos en el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, que serán el sujeto consumidor y el productor."*

*Considerando el marco regulatorio de otros países y las condiciones técnicas y administrativas del servicio de suministro de energía eléctrica, la propuesta regulatoria prevé la Generación Distribuida en Esquema Colectivo bajo ciertos criterios que permitan a dos o más usuarios finales beneficiarse de la energía generada por una Central Eléctrica con la que compartan el Punto de Interconexión. El esquema propuesto permite a los usuarios finales consumir la energía que genera la Central Eléctrica y vender los excedentes de energía en una metodología de contraprestación de medición neta para Baja Tensión y de Autoconsumo en Media Tensión.*

**c) Certificados de Energías Limpias**

*De conformidad con el artículo 12, fracción XVI y XVII de la LIE se faculta a la Comisión para otorgar los Certificados de Energía Limpia y emitir la regulación para validar la titularidad de estos.*

GLS



*En México, así como en otros países se tiene el compromiso de disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), ante este hecho y con la finalidad de evolucionar en la Transición Energética se debe motivar la inclusión de capacidad de energía e instalación de Centrales de Generación Eléctrica con base en fuentes de energía limpia.*

*En Estados Unidos de América y Canadá se utiliza el sistema de Certificación de Energía Renovable (REC), que acreditan que 1 MWh de energía eléctrica se generó a partir de una central eléctrica con recurso de energía renovable. En México se ha implementado un mecanismo similar denominado Certificados de Energía Limpia (CEL), que es un instrumento que permite reconocer, monetizar y pagar los beneficios ambientales en términos de generación de electricidad con tecnología limpia.*

*Sin embargo, el marco regulatorio actual no establece la normatividad que deben cumplir los equipos de medición utilizados para acreditar los CEL y se tiene una restricción en lo que respecta a la ubicación de estos, debido a que se considera que deben instalarse dentro del predio del Generador Exento, teniendo con ello la problemática de que el Distribuidor no puede tomar las lecturas por no tener acceso al predio, por lo anterior, la propuesta regulatorio aclara las características que debe tener el sistema de medición si se instala al interior del predio del Generador Exento y se da la opción de instalar los equipos de medición en el límite del predio.*

**d) Especificaciones Técnicas**

*En relación con este punto, en el anteproyecto regulatorio se incentiva el uso de inversores inteligentes, esto con la finalidad de promover la integración Confiable y segura de las Centrales de Generación Distribuida a la Red General de Distribución considerando el análisis de cuatro aspectos: los medios físicos de conexión a la red, requerimientos de operación de la Central Eléctrica bajo condiciones normales de operación, requerimientos de operación de la Central Eléctrica bajo condiciones anormales de operación y los medios de comunicaciones necesarios para el control y gestión de la Central Eléctrica.*

*Los anterior con base, en la comparación de Normativa Internacional que a continuación se describe:*

**IEEE 1547-2018**

*Este estándar es una actualización de la versión IEEE 1547-2003 y sus mejoras incluidas en el documento IEEE 1547-2014. La principal diferencia del documento IEEE 1547-2018 respecto a la versión previa, es que obliga a los Recursos de Energía Distribuida (DER) al soporte de tensión y frecuencia en condiciones dinámicas, así como a la regulación de tensión y potencia reactiva.*

**Regla 21 de California**

*La Regla 21 de California, establece requerimientos para interconexión de centrales de generación mediante inversores con funciones avanzadas. La aplicación de algunas funciones es, por ejemplo, el modo de limitar la potencia activa máxima. La Regla también considera que las funciones avanzadas de los inversores sean compatibles con el estándar UL-1741-SA. Es importante mencionar también que las funciones de autonomía que deben cumplir los inversores para su uso en el estado de California se establecen conforme a normas IEC y IEEE, algunas de estas funciones son: Protección anti isla, Provide ride-through of low/high voltage excursions beyond normal limits. (LVRT/HVRT), Provide ride-through of low/high frequency excursions beyond normal limits (LFRT/HFRT), Control de voltaje (inyección de potencia reactiva).*

**Regla 14 de Hawái**

*De acuerdo con el análisis de este estándar se identificó que ésta incorpora funciones e inversores más exigentes debido a que la infraestructura con la que cuenta la compañía HEI "Hawái Electric Industries" y su compromiso por lograr que en el año 2045 el 100% de su energía eléctrica provenga de recursos renovables, tiene como consecuencia que la integración de la Generación Distribuida y los DER en general empleen las tecnología más avanzada disponible en el mercado, lo que permitiría al sistema eléctrico de Hawái el suministro de energía eléctrica de alta calidad. Las funciones que se incluyen en la Regla 14 para aplicación obligatoria en las diferentes islas de Hawái son las siguientes: anti- isla, soporte de tensión y frecuencia, frecuencia – Watt, Volt – VAR, tasa de rampa normal y de arranque y sobretensión transitoria. Estas funciones, excepto la de*

CLS

d





sobretensión transitoria, corresponden a las propuestas para activación en la Regla 21 del estado de California (USA).

**VDE de Alemania.**

En Alemania se identifican dos regulaciones: la BDEW aplicable para interconexión de centrales en media tensión y la VDE-AR-N 4105, esta última considera la interconexión de centrales de generación en baja tensión. Una característica importante de estas regulaciones es que consideran la protección anti-isla basada en elementos pasivos. Esto significa que la respuesta de los elementos de protección baja y alta frecuencia y tensión son los que proporcionan la protección anti-isla necesaria para la central de generación. De acuerdo con esta regulación, las centrales de generación interconectadas en media y en baja tensión deben ser capaces de participar en el control de tensión en el estado estable si la compañía eléctrica de la red lo requiere. En cuanto al soporte dinámico de la red, las centrales interconectadas en media tensión deben participar en el soporte dinámico de la red, incluso si esto no es requerido por la compañía eléctrica de red en el momento de la interconexión de la planta.

De acuerdo con el análisis y la comparativa anteriormente mencionada resultó de suma importancia reforzar el marco regulatorio a través de la actualización de las especificaciones técnicas que permiten la interconexión de Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida a las Redes Generales de Distribución, requiriendo el uso de funciones avanzadas de los inversores, dispositivos y coordinación de protecciones. Lo anterior, con el objetivo de:

- Reducir problemas de variabilidad en la tensión las Redes Generales de Distribución por una alta integración de este tipo de Centrales Eléctricas.
- Mantener una operación confiable y segura del sistema eléctrico de distribución, al contar con dispositivos de protección y coordinación de protecciones adecuadas.
- Mantener la estabilidad y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, ante condiciones anormales de operación.

La integración de Inversores inteligentes y funciones avanzadas en las Centrales Eléctricas de Generación Distribuida contribuyen a la gestión del sistema eléctrico.

**e) Metodología de la contraprestación y valor de la contraprestación.**

Los esquemas de contraprestación integrados en el anteproyecto regulatorio fueron constituidos e implementados con la finalidad de retribuir al Generador Exento por la energía excedente que inyecta a la Red General de Distribución, para realizar la actualización del anteproyecto se consideró un análisis de los esquemas de contraprestación que son implementados en Estados Unidos, particularmente en California y Texas, así como a los correspondientes que operan en Alemania y España.

Los esquemas identificados e implementados en los diferentes países comprenden las siguientes actividades:

- Autoconsumo y entrega de excedentes de energía a la red, lo que incluye un esquema de medición neta de energía y facturación neta de energía.
- Compra todo-vende todo, lo que incluye un esquema de facturación neta de energía sin autoconsumo.
- Vende todo, lo que incluye un esquema de venta total de energía.

Para el análisis realizado se identificó que los esquemas que representan una facturación neta de energía y venta total de energía se diversifican de acuerdo con la tarifa de venta específica que se utilice, incluyendo: precios horarios de mercado; tarifa de costo evitado; tarifa de valor solar; tarifa de alimentación; e incentivo basado en el desempeño.

En la revisión y de los casos internacionales, se resume lo siguiente:

California implementó en 2016 a nivel estatal un esquema sucesorio de Medición Neta de Energía, de carácter obligatorio para las "investor-owned utilities" (IOU); el cual incorporó un nuevo régimen de cargos, para alinear de una manera más estrecha los costos de los usuarios

GS







adscritos con los no adscritos a su programa. Se revisaron los esquemas aplicados por la California Public Utilities Commission (CPUC)

En el caso de Texas, se revisaron los esquemas aplicados por El Paso Electric (EPE) una IOU, y por Austin Energy (AE) empresa municipal. Esta selección obedeció a que en el caso de EPE se ofrecen tres modalidades de contraprestación a la GD para autoabastecimiento.

En Alemania se revisó el esquema aplicado por la Ley de Energías Renovables (EEG). Este esquema consiste en la Tarifa de Alimentación (TDA) o "FIT", y como modalidad, la PIRMA de Alimentación (PDA) o "feed-in Premium".

En el caso de España, se revisó el esquema vigente bajo el Real Decreto número 244/2019, que acuña el concepto denominado "autoconsumo acogido a compensación". Intervienen dos figuras: "sujeto consumidor" y "sujeto productor". Se realiza una facturación neta entre la energía generada excedentaria, y la deficitaria consumida de la red. Cada una, al precio que le corresponda de acuerdo con el contrato con la comercializadora. Como aspecto sobresaliente, el modelo español establece que, en ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual, no podrá ser superior a un mes.

Derivado de la revisión internacional y del marco normativo en México, se consideró viable mantener la metodología de contraprestación de medición neta en centrales eléctricas y centros de carga en Baja Tensión y pasar a un esquema de Autoconsumo en centrales eléctricas y centros de carga en Media Tensión, con la intención de incentivar que usuarios finales en Media Tensión consuman la energía

#### **f) Costos por la gestión y administración de contratos**

En términos del artículo 21 de la Ley de la Industria Eléctrica, la Comisión establece los criterios y bases para determinar y actualizar las contraprestaciones aplicables, que reflejarán el valor económico que produzca al Suministrador, por lo cual, en el anteproyecto regulatorio, se reconoce la actividad que realiza el Suministrador de Servicios Básicos por la gestión de las solicitudes de interconexión y la administración de los contratos de los Generadores Exentos y prevé la posibilidad de que exista una cuota de recuperación para el Suministrador de Servicios Básicos.

Lo anterior, considerando como ejemplo que en Texas la empresa Paso Electric (EPE)-IOU aplica un cargo único de \$85 USD para centrales eléctricas que se encuentren en un esquema de contraprestación de Medición Neta o Facturación Neta con capacidades de 1 a 100 kW.

En el caso de España, se tienen cuotas de peajes de acceso que se encuentra compuesto por un término de potencia y energía, un margen de comercialización que es una retribución no evitable por la facturación, cobro y atención de contratos y una cuota por el uso de red próxima si la distancia entre la generación y los consumos conectados en baja tensión es mayor a 500 metros existe un cargo que determina la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CMNC).

En California el programa NEM 2.0 establece cargos para alinear de una manera más estrecha los costos de los usuarios adscritos con los correspondientes a los no adscritos al programa. Estos cargos son, cuota de interconexión para usuarios generadores con una central eléctrica con capacidad menor a 1 MW, por ejemplo, PG&E estableció en 2020 una cuota de 145 USD; SCE \$75 USD y SDG&E \$132 USD. Los usuarios mayores a 1 MW pagaban cuotas de \$800 USD por la interconexión y cubrir los costos de reforzamiento del sistema de T&D.

La cuota de recuperación para el Suministrador de Servicios Básicos contemplada en el anteproyecto regulatorio se evaluó considerando la aplicación de un cargo fijo periódico diferenciado para Generación Distribuida, por Facturación y Servicio al Cliente, en que incurren los Departamentos Comerciales del Suministrador de Servicios Básicos, para cubrir la administración de contraprestaciones a la Generación Distribuida.

#### **g) Estudios de interconexión y costos de los estudios de interconexión**

En lo que respecta a los Estudios de Interconexión, la Propuesta Regulatoria tiene el objetivo de especificar el alcance de estos y la información que debe presentar el Distribuidor al Generador

CLS





como resultado de los estudios, lo anterior, con la finalidad de dar certeza jurídica tanto al Generador Exento como al Distribuidor en relación con los derechos y responsabilidades de cada uno.

En otros países como Colombia, Chile y República Dominicana se requieren de Estudios de Interconexión que son a cargo del Generador Exento<sup>13,14,15</sup>. En el caso de República Dominicana los costos de los Estudios de Interconexión van desde \$720.00 pesos mexicanos hasta \$12,600 pesos mexicanos. En Chile el costo de los estudios es de UF 678,30<sup>16</sup>.

Como se ha mencionado anteriormente, el crecimiento de la Generación Distribuida requiere que se realicen estudios para conocer los efectos que podrían tenerse en las RGD. En este contexto, de acuerdo con la Agencia Internacional de Energía (iea) México se encuentra en la Fase 2 de Integración de Energías Renovables al Sistema Eléctrico (ver figura 5). De acuerdo con el reporte de la iea, en la Fase 2 empiezan a surgir desafíos<sup>17</sup>. Las diferencias entre la carga y la carga neta se hacen notables, pero la integración de energía renovables tienen un Impacto menor en el sistema. La clasificación se realiza considerando la generación distribuida.

Cabe resaltar que la clasificación de las fases en las que se encuentra un país considera la cantidad de energía renovable que se integra al sistema, así como, de las características técnica y tipo de los Sistemas Eléctricos.

Por lo antes, expuesto y considerando que se espera la integración de la Generación Distribuida a las RGD continúe al alza y que a la fecha más del 90% corresponde a tecnología solar fotovoltaica (energía renovable), se observa la necesidad de realizar Estudios de Interconexión que permitan identificar y resolver los desafíos que se presentan en esta fase de integración y con ello permitir que la interconexión de estas Centrales Eléctricas se realice de forma segura.

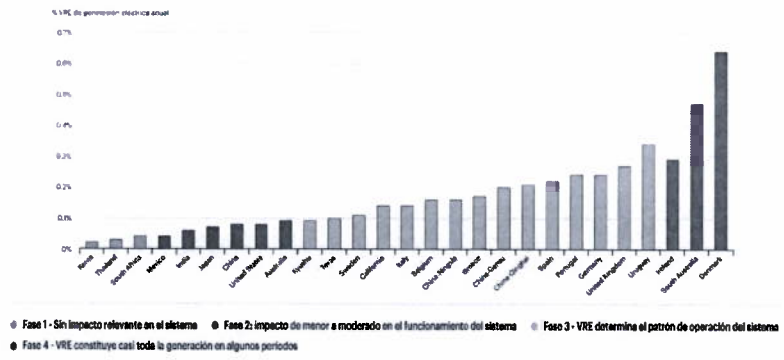


Figura 4 Porcentaje de integración de energía renovable al sistema eléctrico por países<sup>18</sup>.

Al respecto, se considera atendida la solicitud realizada, en vista de que la CRE brindó elementos suficientes, con base en la experiencia internacional de los elementos que retoma para la Propuesta Regulatoria y su implementación, así como las bases técnicas en cada caso.

### III. Impacto de la regulación.

#### 1. Análisis de riesgos

<sup>13</sup> Norma Técnica de Conexión y Operación de PMGD en Instalaciones de Media Tensión; Comisión Nacional de Energía, Chile, julio 2019.

<sup>14</sup> Resolución-174-2021 Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional, Comisión de Regulación de Energía y Gas, Colombia, 7 de octubre de 2021.

<sup>15</sup> Reglamento Interconexión Generación Distribuida; Comisión Nacional de Energía, República Dominicana, Julio 2012.

<sup>16</sup> <https://www.enel.cl/content/dam/enel-cl/es/personas/informacion-de-utilidad/tarifas-y-reglamentos/tarifas/tarifas-vigentes/vigentes/Tarifas%20Servicios%20No%20Regulados%20-%20Diciembre%202022.pdf>

<sup>17</sup> Status of Power System Transformation 2019: Power system flexibility; International Energy Agency.

<sup>18</sup> <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/annual-variable-renewable-energy-share-and-corresponding-system-integration-phase-in-selected-countries-regions-2018>

dis

dis





Para atender el numeral 7 del formulario del AIR, relativo a identificar los riesgos que buscan ser mitigados o prevenidos con la aplicación de la Propuesta Regulatoria, esa Comisión señaló en el formulario previo del 28 de octubre de 2022 diversos argumentos los cuales se tienen aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran

Al respecto, se le señaló a la CRE lo siguiente:

*"En ese contexto, si bien la CRE señala que con la Propuesta Regulatoria busca prevenir riesgos a la seguridad de la población y protección a los consumidores, y señala elementos en el formulario del AIR, tales como, el tipo de riesgo, el grupo o sector sujeto al riesgo, la acción implementada, un indicador de impacto, la situación esperada con la implementación de la regulación y la justificación de cómo se reduce o mitiga el riesgo con la acción, la CONAMER considera necesario que esa Comisión abunde en su análisis e incluya los siguientes elementos:*

- *Identificar no sólo a la población, grupo o industria potencialmente afectada, se debe expresar en términos cuantitativos, como puede ser el número de personas, empresas o unidades económicas, entre otros;*
- *Una estimación o evaluación de su magnitud en términos numéricos, precisando la evidencia empírica;*
- *Se requiere que precise el origen o fuente del riesgo, ya sea físico o geográfico, de manera que se identifique claramente la causalidad y localización del riesgo, y*
- *Deberá identificar la categoría en la que se considera que se encuentran los riesgos identificados, los cuales pueden ser aceptable, bajo, moderado, alto o catastrófico."*

En respuesta a dicha solicitud en el documento "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx", la CRE indicó lo siguiente:

*"El desarrollo de la Generación Distribuida se cuantifica en términos del número de Centrales Eléctricas instaladas y su Capacidad Instalada, en este sentido, si consideramos el crecimiento de la Generación Distribuida y conforme a la proyección del número de contratos de interconexión a celebrarse con la implementación de la Propuesta Regulatoria, se espera celebrar 63,164 contratos de interconexión*

*De la información de los contratos celebrados en el 2022 se consideran cuatro (4) escenarios para el cálculo de los posibles costos en los que incurriría el Generador Exento o el desarrollador del proyecto por accidentes de incendios. Los escenarios planteados para la estimación de costos son considerando el número de contratos celebrados.*

**Escenario 1:** *Una Central Eléctrica interconectada a las Redes Generales de Distribución en Baja Tensión en dos fases y en un régimen de contraprestación de medición neta. Este escenario representa el 74.28% del total de contratos celebrados en el 2022.*

**Escenario 2:** *Una Central Eléctrica interconectada a las Redes Generales de Distribución en Baja Tensión a tres fases y en un régimen de contraprestación de medición neta. Este escenario representa el 13.68% del total de contratos celebrados al 2022.*

**Escenario 3:** *Una Central Eléctrica interconectada a las Redes Generales de Distribución en Media Tensión a tres fases y en un régimen de contraprestación de Autoconsumo Este escenario representa el 5.42% del total de contratos celebrados en 2022 en un régimen de contraprestación de medición neta. Se considera que el 80% de las centrales en el primer año no tendrán excedentes de energía.*

**Escenario 4:** *Una Central Eléctrica interconectada a las Redes Generales de Distribución en Media Tensión a tres fases y en un régimen de contraprestación de Autoconsumo Este escenario representa el 5.42% del total de contratos celebrados en 2022 en un régimen de contraprestación de medición neta. Se considera que el 20% de las centrales en el primer año tendrán excedentes de energía.*

*En la Tabla 5 se presenta el número de contratos estimados para el primer año de implementación del proyecto regulatorio.*

OLS







Tabla 5 Estimación de contratos a celebrar en el año 1 (2023).

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2022	46,332	8,534	2,738	684
2023	46,742	8,641	2,729	682

Considerando el número de solicitudes de interconexión que se atenderán en el primer año (2023), se realiza una estimación del número de las posibles centrales eléctricas que podrían sufrir un riesgo de incendio o accidente, considerando una probabilidad del 6% derivado a que la regulación vigente no considera criterios de seguridad para las centrales eléctrica en baja tensión.

Asimismo, para estimar el costo de la inversión de las centrales eléctricas se establece una capacidad instalada para cada uno de los cuatro escenarios y se toma en cuenta el precio más alto indicado en el documento Monitor de información comercial e Índice de Precios de Generación Solar Distribuida en México. El número de inmuebles afectados corresponde al número de solicitudes de interconexión considerando que son centrales eléctricas dedicadas para generar la energía eléctrica que se consume en sitio.

Para la estimación del número de personas que pueden ser afectadas por los incendios o accidentes en las centrales eléctrica se considera que en el sector residencial se tienen en promedio 3.6 personas por vivienda conforme a datos del INEGI<sup>19</sup> y para el caso de las pequeñas y medianas empresas se toma como referencia el número de empleados<sup>20</sup>.

Finalmente, para cada una de las capacidades de las centrales eléctricas se establecen tres (3) escenarios de la magnitud de las afectaciones que se pueden dar, es decir que, pueden ser incendios o accidentes que afecten de manera parcial o total la central eléctrica. Los escenarios planteados se establecen al pie de la Tabla 6.

Tabla 6 Estimación de pérdidas económicas por riesgos de incendios en Centrales eléctricas de Generación Distribuida por rango de capacidad y número de personas afectadas.

Escenario	Capacidad de la Central Eléctrica (kW)	Costo estimado de la Central Eléctrica	Estimación de número Inmuebles afectados	Estimación de número de personas afectadas	Costo estimado por riesgos de incendios y/o accidentes en Centrales Eléctricas		
					Escenario a	Escenario b	Escenario c
1	5	\$ 111,125.00	2804	10096	\$ 46,747,387.69	\$ 62,329,850.26	\$ 31,164,925.13
2	50	\$ 927,500.00	518	5185	\$ 72,129,657.32	\$ 96,172,876.42	\$ 48,086,438.21
3	150	\$ 2,520,000.00	41	10233	\$ 15,471,704.05	\$ 20,628,938.74	\$ 10,314,469.37
4	499	\$ 7,684,600.00	164	40930	\$ 188,720,407.87	\$ 251,627,210.49	\$ 125,813,605.25
<b>Total</b>		<b>\$ 11,243,225.00</b>	<b>3,528</b>	<b>66,444</b>	<b>\$ 323,069,156.93</b>	<b>\$ 430,758,875.91</b>	<b>\$ 215,379,437.95</b>
					<b>Total (3 escenarios): \$969,207,470.79</b>		

\*Escenario a: Se considera que el 50% de las centrales eléctricas se ven afectadas en un 30% por un incendio  
\*Escenario b: Se considera que el 40% de las centrales eléctricas se ven afectadas en un 50% por un incendio  
\*Escenario c: Se considera que el 10% de las centrales eléctricas se ven afectadas en un 100% por un incendio

Como se puede observar el impacto económico por riesgos de incendios es de aproximadamente \$969,207,470.79 pesos mexicanos, únicamente considerando impactos en la inversión de la Central Eléctrica. Con la implementación del Proyecto Regulatorio, se estaría protegiendo físicamente alrededor de 66,444 personas que podrían verse afectadas de manera directa o indirecta y los Generadores Exentos o desarrolladores de proyectos no tendrían pérdidas económicas.

Como se mencionó anteriormente, las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida, se instalan tanto en el sector residencial como en micros, pequeñas y medianas empresas, por lo que todos estos sectores tienen riesgos de incendios o accidentes por una mala instalación o el uso de productos y equipos defectuosos.

En cuanto a la cuantificación de los costos que puede tener un Generador Exento por un incendio o accidente derivado de la instalación de la Central Eléctrica, puede variar dependiendo de la

<sup>19</sup><https://www.inegi.org.mx/programas/ccpv/2020/#:~:text=El%20Censo%20de%20Poblaci%C3%B3n%20y%20Vivienda%202020%20%28Censo,dos%20millones%20de%20kil%C3%B3metros%20cuadrados%20del%20territorio%20nacional.>

<sup>20</sup> Para determinar el número de empleados se usó la información de la siguiente referencia <http://gbconsulting.com.mx/la-clasificacion-las-empresas-en-mexico/#:~:text=La%20clasificaci%C3%B3n%20de%20las%20empresas%20en%20M%C3%A9xico%20en%20debe%20contemplar%20lo%20establecido%20en%20la%20normativa%20mexicana.>

CL\$





magnitud de los incendios o accidente, por lo que, en la tabla anterior se realiza una estimación de costos por el número de inmuebles afectados, considerando únicamente daños en la Central Eléctrica y no se consideran daños en el inmueble o daños físicos a los usuarios.

Por lo que, respecta al origen o fuente del riesgo, se reitera que estos pueden originarse debido al uso de productos y equipos defectuosos, el uso de productos no apropiados para la aplicación o por una mala instalación debido a errores humanos (exceso de confianza, falta de capacitación, etc.). En este sentido, los incendios y/o accidentes se pueden suscitar en cualquier parte de la Central Eléctrica tanto en la parte de corriente directa como en la de corriente alterna. Por ejemplo, en la siguiente figura se presenta la imagen de un conato de incendio que se suscitó en la parte de corriente directa.

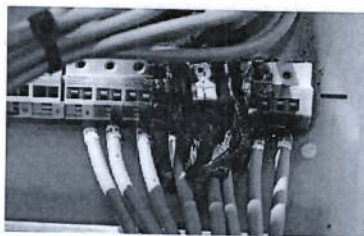


Figura 5 Conato de incendio en la parte de corriente directa de una Central Eléctrica Fotovoltaica de 30 kW



Figura 6 Incendio en una Central Eléctrica Fotovoltaica con daños en la estructura del inmueble

Por lo que respecta a la categoría de los riesgos de incendios y/o accidentes en este tipo de Centrales Eléctricas, no se puede dar una clasificación porque depende de la magnitud de los incendios y/o accidentes. Por ejemplo, pueden tenerse accidentes que únicamente afectan económicamente al Generador Exento con un valor desde unos cientos de pesos que podría considerarse como un riesgo aceptable, hasta unos cientos de miles de pesos que para el Generador Exento es un riesgo alto en su inversión.

Otro riesgo identificado son los incendios y en este caso los usuarios pueden llegar a tener quemaduras desde primer grado hasta de tercer grado en alguna parte de su cuerpo.

Ahora bien, cuando existen daños a los usuarios que se encuentran dentro de los inmuebles que tienen una Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida se puede considerar que se encuentran dentro de dos tipos de riesgos mayores, riego debido a corrientes de choque y riesgo debido a temperaturas excesivas capaces de provocar quemaduras, incendios u otros efectos peligrosos, esto de acuerdo con la NOM-001-SEDE-2012.

Por otra parte, el personal de mantenimiento de la Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida se encuentra expuesto a un riesgo grave o riesgo potencial, que de acuerdo con la NOM-029-STPS- 2011 se definen como:

Riesgo grave: Aquél que compromete la integridad física y/o la vida de los trabajadores que realizan las labores de mantenimiento de las instalaciones eléctricas, debido a que puede conllevar un choque eléctrico y/o quemaduras por arco eléctrico, con motivo de la omisión en el cumplimiento de las condiciones de seguridad previstas en esta Norma, y que requiere de atención urgente.

CLS

dk





**Riesgo potencial:** Aquél que se puede producir por los efectos de la exposición del trabajador a la corriente eléctrica, tales como choque eléctrico y quemaduras por arco eléctrico.

El nivel de riesgo dependerá del tipo de utilización de los equipos y condiciones de seguridad de la instalación eléctrica de la Central Eléctrica con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida por ejemplo, si se usan módulos fotovoltaicos no certificados y presentan problemas de aislamiento eléctrico o si una persona entra en contacto con alguna parte metálica de la Central Eléctrica que tenga alguna corriente eléctrica puede tener un choque eléctrico.

El choque eléctrico puede ser perceptible desde cosquilleos sin daños o bien causar una fibrilación ventricular, dependiendo de la magnitud de la corriente eléctrica que pueda circular a través del cuerpo humano y el tiempo en que se está expuesto al choque eléctrico. Considerando que en gran parte de las Centrales Eléctricas con Capacidad Instalada Neta menor a 0.5 MW, Generación Distribuida y Generación Limpia Distribuida en donde se tiene por una parte un sistema de energía en corriente directa y otra en corriente alterna, se muestra en la siguiente tabla una comparación del valor de la corriente eléctrica que se requiere para provocar un daño al cuerpo humano tanto en corriente alterna como en directa<sup>21</sup>.

Tabla 7 Efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.

Tipo de lesión	Corriente alterna [mA]	Corriente directa [mA]
Nivel de percepción	1	2
Nivel de atrapamiento	15	300
Nivel de fibrilación (0.2 seg)	500	500
Nivel de fibrilación (5 seg.)	75	300

La norma IEC 69479 define distintas zonas y curvas tiempo - corriente para una frecuencia en corriente alterna de entre 15 Hz y 100 Hz vía manos a pies, las cuales se muestran en la siguiente figura y en la cual se indica el nivel de efecto o daño físico sobre una persona <sup>22</sup>:

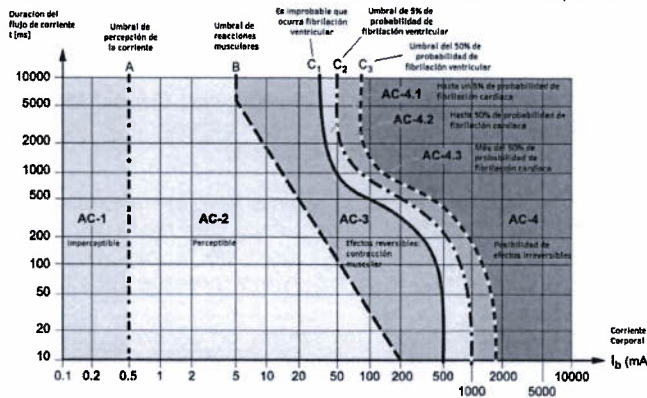


Figura 7 Curva de dependencia de la alteración de la condición de la piel humana en la densidad de corriente y la duración del flujo de corriente

Por lo antes expuesto, se considera de vital importancia que el personal que participe en la instalación de una Central Eléctrica se encuentre debidamente capacitado que le permitan reconocer riesgos en el trabajo y trabajar con la mayor seguridad posible. En este sentido, el EC 586.01 requiere que los instaladores tengan conocimiento en normas de seguridad como son:

- NOM-009-STPS-Vigente. Condiciones de seguridad para realizar trabajos en alturas.
- NOM-029-STPS-Vigente. Mantenimiento de las instalaciones eléctricas en los centros de trabajo- Condiciones de seguridad.
- NOM-017-STPS-Vigente. Equipo de protección personal-selección, uso y manejo en los centros de trabajo.

<sup>21</sup> Seguridad Eléctrica, Libro Amarillo, Ing. Javier Oropeza Ángeles.

ALS







- NOM-006-STPS-Vigente. Manejo y almacenamiento de materiales-condiciones de seguridad en el trabajo.
- NOM-015-STPS-Vigente. Condiciones térmicas elevadas o abatidas-Condiciones de seguridad e higiene." (sic)

Derivado de la inconsistencia señalada en los apartados I y II del presente oficio, respecto al porcentaje de probabilidad determinado por la CRE, en cuanto a la probabilidad de que se presente un incendio, que se retoma para el desarrollo del presente numeral, resulta necesario que se realicen los cálculos correspondientes o bien, se brinde la justificación y metodología respecto a la estimación de dichos porcentajes a fin de estar en posibilidad de emitir un pronunciamiento respecto al presente numeral.

## 2. Análisis Costo-Beneficio

### 2.1 De los costos:

Para atender el apartado de análisis de impacto económico de la Propuesta Regulatoria, la CRE señaló en el formulario inicial de octubre de 2022, específicamente en el documento "20221025162507\_54262\_Anexo A\_Análisis de Impacto Regulatorio DAGCS\_2022", diversos argumentos los cuales se tienen aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran

A manera de respuesta, en el documento "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx", la CRE indica lo siguiente:

*"Al análisis de costo-beneficio se incluyeron nuevos escenarios para ver el impacto del proyecto regulatorio en centrales eléctricas en Media Tensión y se retomaron los costos por riesgos de incendios presentados en el punto anterior.*

*Para el escenario 1 se consideró una Central Eléctrica con Capacidad Instalada de 5 kW, para el escenario una capacidad instalada de 50 kW, para el escenario 3 una capacidad instalada de 499 kW y el escenario 4 una capacidad instalada de 155 kW.*

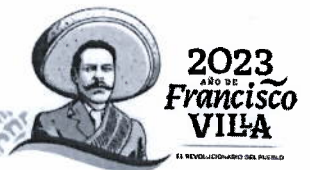
*Como se ha mencionado anteriormente, la propuesta regulatoria genera algunos costos adicionales con respecto al marco regulatorio actual, sin embargo, aún representa beneficios para los usuarios. De acuerdo a los escenarios planteados, el costo de la regulación es de aproximadamente \$78,899,840.33 (y el beneficio estimado es de aproximadamente \$61,471,183,586.44 (ver Tabla 8).*

Tabla 8 Análisis costo-beneficio de implementación del proyecto regulatorio.

No. de CE	RES/742/2017 y Manual de Interconexión		Propuesta Regulatoria		Diferencia		Por CE		Total
	RES/742/2017 y Manual de Interconexión	Propuesta Regulatoria	RES/742/2017 y Manual de Interconexión	Propuesta Regulatoria	Diferencia	Por CE	Total		
Escenario 1	46,742	\$ 103,162.50	\$ 179,893.38	\$ 4,821,974,636.06	\$ 5,603,992,381.60	\$ -	\$ 782,017,745.54	\$ 469,338.09	\$ 21,918,890,758.35
Escenario 2	8,421	\$ 1,222,440.00	\$ 1,250,048.76	\$ 10,363,777,206.72	\$ 10,801,502,896.27	\$ -	\$ 238,385,687.55	\$ 1,680,767.79	\$ 14,523,294,943.55
Escenario 3	2,729	\$ 7,300,086.26	\$ 7,310,720.50	\$ 19,919,793,237.28	\$ 19,948,730,889.26	\$ -	\$ 29,077,651.98	\$ 8,969,596.84	\$ 23,303,818,488.38
Escenario 4	344	\$ 2,439,111.24	\$ 2,449,745.50	\$ 841,932,495.96	\$ 847,811,944.03	\$ -	\$ 3,679,448.07	\$ 10,752,444.92	\$ 670,978,743.37
Costos por retraso en entrada de operación comercial	23	\$ 216,094.87	\$ -	\$ 4,970,182.01	\$ -	\$ 4,970,182.01	N/A	N/A	N/A
Costos por consultas ante la CRE	23	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 23,000.00	\$ -	\$ 23,000.00	N/A	N/A	N/A
Costos por Diminución de riesgos por incendio	66,444	\$ -	\$ -	\$ 969,207,470.79	\$ -	\$ 969,207,470.79	N/A	N/A	\$ 969,207,470.79
Reducción de consultas ante la Comisión	23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	\$ 1,000.00	\$ -	\$ 23,000.00
Reducción de pérdidas por retraso en entrada de operación comercial	23	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	\$ 216,094.87	\$ -	\$ 4,970,182.01
<b>GRAN TOTAL</b>				\$ 37,122,936,248.83	\$ 37,201,838,089.17	\$ 78,899,840.33	\$ 12,875,641.52	\$ 61,471,183,586.44	
		Costo total de la Propuesta Regulatoria		Beneficio estimado de la Propuesta Regulatoria 2					
		\$ 78,899,840.33		\$ 61,471,183,586.44					

DLS

OK





Al respecto, se solicita a esa Comisión que brinde el desglose detallado de los datos presentados y cómo se llegaron a los montos totales reportados. Adicionalmente, se observa que en el cálculo presentado se consideró el monto a reducir por el decremento en la probabilidad de riesgo de incendios. En este sentido, como se ha venido mencionando a lo largo del presente oficio, resulta necesario que la CRE brinde la información respecto a los porcentajes considerados para dichos cálculos.

#### IV. Cumplimiento y aplicación de la propuesta.

Por lo que atañe al numeral 15 del formulario del AIR, relativo a los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, en el formulario del AIR de octubre de 2022, la CRE indicó lo diversos argumentos los cuales se tienen aquí por reproducidos literalmente en obvio de repeticiones, como si a la letra se insertaran.

Una vez analizada la información proporcionada, en el oficio de Ampliaciones y Correcciones se le indicó lo siguiente:

*"Si bien, la CRE señala el periodo de tiempo que tendrán los suministradores y distribuidores para implementar los requerimientos de la Propuesta Regulatoria, La CONAMER solicita a esa Comisión manifestarse en relación a que la implementación y cumplimiento de la regulación sea técnica, económica y socialmente factible, además de señalar los recursos para su implementación."*

En el formulario de respuesta a Ampliaciones y Correcciones de fecha 15 de agosto de 2023, en el documento "20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx", la CRE señaló lo siguiente al respecto:

*"La Propuesta Regulatoria es técnicamente factible debido a que se refuerza el marco regulatorio vigente, en la parte de seguridad para los Generadores Exentos, usuarios, personal del Distribuidor y del Sistema Eléctrico Nacional, a través de cambios regulatorios descritos en la Propuesta en comento.*

*Asimismo, esta Comisión considera que la Propuesta Regulatoria es económicamente factible, porque se mantienen los beneficios que tienen los Generadores Exentos, como son el reducir sus costos de consumo de Energía Eléctrica. Como se presenta en el AIR, los Generadores Exentos en Baja Tensión tienen beneficios económicos de igual forma que los Generadores Exentos en Media Tensión que se encuentren en Autoconsumo.*

*Del ejercicio antes referido se resalta que, el periodo de retorno de la inversión para el Generador Exento es de 6.66 años y obtiene un beneficio de neto de \$8,569,595.85 pesos mexicanos durante la vida útil de la Central Eléctrica Solar Fotovoltaica (20 años). Para el ejercicio se consideró una Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta GE/GD de 499 kW y el usuario se encuentra en una tarifa GDMTH. Adicionalmente se consideró que participan en la instalación 20 personas certificadas.*

*Asimismo, para el escenario 4 se presenta el ejercicio de una central eléctrica en GDMTH con excedentes durante los primeros 3 años de la central eléctrica y el retorno de la inversión es en 6.57 años y el Generador Exento obtiene beneficios económicos durante la vida útil de la tecnología.*

*Adicionalmente, la Propuesta Regulatoria incentiva la Generación Distribuida Colectiva, el Almacenamiento de Energía y la seguridad de las instalaciones, por lo que, es socialmente factible porque permite que más usuarios finales tengan la posibilidad de generar su propia energía eléctrica y tener los beneficios que esto conlleva, por ejemplo, reducir la dependencia de energía eléctrica generada a través de combustibles fósiles.*

*Finalmente, en lo que respecta a los recursos presupuestales para su implementación la Comisión están considerados en el presupuesto actual de la Comisión, por su parte el Suministrador de Servicios Básicos y el Distribuidor incluirán dentro de su Propuesta Presupuestal los costos que se deriven de los cambios a la propuesta regulatoria como son cambios en la plataforma informática y adecuaciones en el sistema de facturación.*

CLS





**ANEXO B.1**

**1. Se obtiene la proyección de contratos a un año usando una metodología de promedio móvil ponderado<sup>23</sup>.**

Donde:

$\bar{X}_t$  = Promedio de los contratos celebrados en el tiempo t

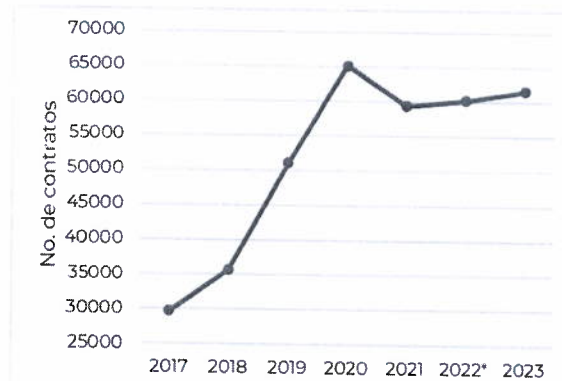
$C_i$  = Factor de Ponderación

$X_{t-i}$  = Contratos reales de los periodos anteriores a t

n = Número de datos

$$\hat{X}_t = \sum_{i=1}^n C_i \times X_{t-i}$$

Año	No. de contrato	Factor de ponderación
2017	29,388	0.05
2018	36,592	0.1
2019	52,382	0.15
2020	62,618	0.25
2021	62,081	0.5
2022*	62,367	
2023	63,164	



\*Se estima que al cierre del año se tendrán el doble de contratos reportados al primer semestre del 2022.

**2. Se determina el número de contratos que correspondan a los escenarios propuestos**

Año	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3	Escenario 4
2022	46,332	8,534	2,738	684
2023	46,742	8,641	2,729	682

*Escenario 1: Una Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta de 4.7 kW interconectada a las Redes Generales de Distribución en Baja Tensión en dos fases y en un régimen de contraprestación de medición neta.*

*Escenario 2: Una Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta GE/GD de 50.0 kW interconectada a las Redes Generales de Distribución en Baja Tensión a tres fases y en un régimen de contraprestación de medición neta. El Centro de Carga asociado a la Central Eléctrica es considerado como un lugar de concentración pública.*

*Escenario 3: Una Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta GE/GD de 499.0 kW interconectada a las Redes Generales de Distribución en Media Tensión a tres fases y en un régimen de contraprestación de Autoconsumo sin excedentes.*

<sup>23</sup> Manual de Pronósticos, Centro Nacional de Control de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de noviembre de 2017; Numeral 5.1 "Metodologías para el

CLS







*Escenario 4: Una Central Eléctrica con una Capacidad Instalada Neta GE/GD de 150. 0 kW interconectada a las Redes Generales de Distribución en Media Tensión a tres fases y en un régimen de contraprestación de Autoconsumo con excedentes primeros 6 años.”(sic)*

Al respecto, se observa que la CRE señala que la Propuesta Regulatoria: *“es técnicamente factible debido a que se refuerza el marco regulatorio vigente, en la parte de seguridad para los Generadores Exentos, usuarios, personal del Distribuidor y del Sistema Eléctrico Nacional, a través de cambios regulatorios descritos en la Propuesta en comentario”<sup>24</sup>, **sin embargo, no brinda elementos técnicos que justifiquen esa factibilidad técnica**, por lo que se reitera la necesidad de brindar elementos que otorguen constancia de los argumentos expuestos.*

**V. Consulta Pública.**

Es conveniente señalar que desde el día en que se recibió la Propuesta Regulatoria se hizo pública a través del portal electrónico de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR; tal como se puede apreciar en el siguiente enlace electrónico:

<https://cofemersimir.gob.mx/expedientes/27618>

Lo anterior se hizo del conocimiento de la CRE en el oficio previo de Ampliaciones y Correcciones del 11 de noviembre del 2022. Al respecto, esa Comisión anexó al formulario del AIR de Respuesta a Ampliaciones y Correcciones, el documento denominado *“20230809102848\_55534\_Compendio de Comentarios CONAMER\_07.08.2023.docx”*, en el cual da respuesta a los comentarios recibidos; sin embargo, se solicita a esa Comisión señale de manera puntual, a través del número de identificador asignado por el Sistema Informático de la Manifestación de Impacto Regulatorio (SIMIR), el comentario al que da respuesta en cada caso, para estar en posibilidad de poder determinar si se ha dado o no cumplimiento al procedimiento de mejora regulatoria.

En virtud de lo anterior, se queda en espera de que la CRE brinde la respuesta a las ampliaciones y correcciones solicitadas al AIR, con base en la información presentada por esa Comisión, lo anterior en cumplimiento a los efectos previstos en los artículos 72 y 75 de la LGMR.

Cabe señalar, que esta Comisión se pronuncia sobre el formulario del AIR y la Propuesta Regulatoria, en los términos en que le fueron presentados, en cumplimiento del artículo 25 de la *Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos* y los principios y objetivos establecidos en los artículos 7 y 8 de la LGMR, con base en el procedimiento establecido en el Título Tercero, Capítulo III, denominado *“Del Análisis de Impacto Regulatorio”*, sin prejuzgar sobre cuestiones de legalidad, competencia y demás aspectos distintos a los referidos en dichos preceptos jurídicos.

El presente se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos mencionados, así como en los Transitorios Séptimo y Décimo de la LGMR y en el artículo 9, fracción IX, del *Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria*<sup>25</sup>.

Sin otro particular, aprovecho la ocasión para enviarle un cordial saludo.

**Atentamente**

El Comisionado Nacional

**DR. ALBERTO MONTOYA MARTÍN DEL CAMPO**

<sup>24</sup> Del documento anexo 20230810135902\_55534\_Ampliaciones y correcciones\_08.08.2023.docx.

<sup>25</sup> Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.

GLS

