

Oficio No. CONAMER/19/3843

Asunto: Dictamen Preliminar respecto del anteproyecto denominado **"Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite el modelo de contrato con el suministrador de servicios básicos y su metodología de contraprestación aplicable a la generación distribuida colectiva."**

Ref. 65/0008/270519

Ciudad de México, 8 de julio de 2019

ÓRGANO DE GOBIERNO

Comisión Reguladora de Energía

Presente

Me refiero al anteproyecto denominado **Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite el modelo de contrato con el suministrador de servicios básicos y su metodología de contraprestación aplicable a la generación distribuida colectiva**, y a su respectivo formulario de Análisis de Impacto Regulatorio (AIR), remitidos por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y recibidos en la Comisión Nacional de Mejora Regulatoria (CONAMER)¹ a través de su portal electrónico el día 27 de mayo de 2019.

En el oficio con número CONAMER/19/3078 se informó a la CRE, la procedencia del supuesto de calidad de la fracción II del Artículo Tercero del *Acuerdo que fija los lineamientos que deberán ser observados por las dependencias y organismos descentralizados de la Administración Pública Federal, en cuanto a la emisión de los actos administrativos de carácter general a los que les resulta aplicable el artículo 69-H de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo (Acuerdo Presidencial)*, publicado en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 8 de marzo de 2017 (que la dependencia u organismo descentralizado cumpla con una obligación establecida en ley, así como en reglamento, decreto, acuerdo u otra disposición de carácter general expedidos por el Titular del Ejecutivo Federal).

Por lo que respecta a la fracción V del Artículo Tercero del Acuerdo Presidencial, la CONAMER dio por válido el supuesto aludido, ello en virtud de que la CRE anexó un documento denominado "20190527154544_47035_AIR GD colectiva 23.05.2019.docx" al formulario del AIR, en el cual se indican costos por la emisión de la propuesta regulatoria a la orden de \$700,949.00 pesos, beneficios a la orden de \$20,403,037.00 pesos por concepto del ahorro en los costos por la flexibilización del trámite para la celebración del contrato de contraprestación y beneficios de la emisión de la propuesta regulatoria a la orden de \$3,548,955,328.00 pesos por concepto de economías de escala y el ahorro del Estado a las aportaciones gubernamentales; lo anterior, permitió evidenciar un posible beneficio neto derivado de la emisión de la propuesta regulatoria.

Por tales motivos, el anteproyecto y su AIR correspondiente quedaron sujetos al procedimiento de mejora regulatoria previsto en el Capítulo III de la LGMR, por lo que con fundamento en los artículos 25, fracción II, 26, 27, 71, cuarto párrafo y 72 de la LGMR, este Órgano Desconcentrado tiene a bien emitir el siguiente:

¹ <http://www.cofemersimir.gob.mx>



ACUSE

2019 JUL -9 PM 12: 29

Sin Anexo

DICTAMEN PRELIMINAR**I. Consideraciones generales.**

Las Bases del Mercado Eléctrico (BME) son Disposiciones Administrativas de Carácter General que contienen los principios del diseño y operación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM); establecen los elementos a considerar para realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica; tales como las subastas, servicios conexos, potencia, derechos financieros de transmisión y certificados de energías limpias (CEL).

Las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas el 8 de septiembre de 2015, en conjunto con las Disposiciones Operativas del Mercado² se denominan "Reglas del Mercado"³, y en suma, tienen como objetivo establecer los requisitos mínimos para ser participante del mercado, además determinar sus derechos y obligaciones así como los mecanismos para la resolución de controversias.

Bajo este nuevo esquema, la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) define un MEM en el cual los participantes del mercado podrán realizar las transacciones de compraventa de energía eléctrica; servicios conexos; potencia o cualquier otro producto que garantice la suficiencia de recursos para satisfacer la demanda eléctrica; los productos anteriores, vía importación o exportación; derechos financieros de transmisión; CEL, y los demás productos, derechos de cobro y penalizaciones que se requieran para el funcionamiento eficiente del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

La cadena de valor del mercado eléctrico se compone de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. Antes de la Reforma Energética promulgada el 20 de diciembre de 2013⁴, este mercado mantenía una estructura verticalmente integrada operada por el Estado a través de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)⁵, con la Reforma Energética, a través de la LIE, se realiza una apertura en el mercado eléctrico en las actividades de generación y de comercialización; mientras que las actividades de transmisión y distribución, se mantienen bajo control del Estado mediante la participación de la CFE, como empresa productiva del Estado (EPE) o sus empresas productivas subsidiarias; con la salvedad de que el sector privado participe en la transmisión y distribución mediante contratos o asociación con las EPE o sus subsidiarias.

La Reforma Energética en materia de electricidad implica un nuevo esquema de actuación entre la SENER, el CENACE y la CRE con los participantes del mercado; éstos últimos reconocidos por el nuevo marco jurídico como las personas que celebran algún tipo de contrato con el CENACE en las modalidades

² La primera emisión de las Disposiciones Operativas estará a cargo de la SENER y serán actualizadas anualmente por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE). Este instrumento regulatorio contendrá las bases operativas, criterios, guías, lineamientos, manuales, procedimientos y demás disposiciones emitidas por el CENACE, en los cuales se definirán los procesos operativos del Mercado Eléctrico Mayorista, de conformidad con las Bases del Mercado Eléctrico.

³ Además, el Transitorio Tercero de la LIE prevé que por única ocasión, la Secretaría de Energía emitirá las primeras Reglas del Mercado. Dichas Reglas incluirán las Bases del Mercado Eléctrico y las Disposiciones Operativas del Mercado que la Secretaría de Energía determine. Para efectos de dicha emisión, la Secretaría de Energía deberá observar lo previsto en el Título Tercero A de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

⁴ A través del "Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía", mediante el cual se reformaron los párrafos cuarto, sexto y octavo del artículo 25; el párrafo sexto y se adiciona el párrafo séptimo del artículo 27; los párrafos cuarto y sexto del artículo 28; de la Constitución, y adicionaron 21 artículos transitorios.

⁵ Si bien el marco regulatorio vigente antes de la promulgación de la Reforma Energética permitía la participación del sector privado en la actividad de generación, ésta se encontraba limitada, puesto que no se permitía la comercialización de la energía entre privados, sino que únicamente se otorgaban permisos para autoconsumo o su venta a la CFE.

de Generador, Suministrador, Comercializador o Usuario Calificado (con consumos mayores a 3 MW al año).

Todos los Participantes del Mercado deberán celebrar con el CENACE un contrato especificando: i) su identidad legal; ii) sus derechos para comprar y vender energía; iii) potencia; iv) servicios conexos; v) derechos financieros de transmisión y CEL en el mercado, y v) la obligación del Participante del Mercado de cumplir con las Reglas del Mercado.

La Ley de la Industria Eléctrica define a la "Generación Distribuida" (GD) como la generación de energía eléctrica que cumple con las dos siguientes características: 1) se realiza por un generador exento en los términos de la Ley, y 2) Se realizan en una Central Eléctrica que se encuentra interconectada a un circuito de distribución que contenga una alta concentración de Centros de Carga, en los términos de la reglas del mercado.

Además, resulta necesario incrementar la eficiencia energética en los sectores residencial, comercial y servicios, agropecuario e industrial, mediante la sustitución de tecnologías, promoviendo la utilización de esquemas de Generación Distribuida de pequeña y gran escala.

Aunado a lo anterior, Programa de Apoyo a la Generación Distribuida, operado por el Fideicomiso para el Ahorro de Energía Eléctrica (FIDE) con recursos del Fondo para la Transición Energética y el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (FOTOASE), ofrece apoyo para la instalación de sistemas fotovoltaicos y cogeneración. El programa está dirigido a usuarios con tarifa Doméstica de Alto Consumo (DAC) y a Micro, Pequeñas y Medianas Empresas (MiPyMES) y considera un incentivo directo del 10.0% del costo del sistema y financiamiento del 90.0% restante a tasas preferenciales.

Por otro lado, el artículo 21 de la LIE, señala que los Generadores Exentos⁶ podrán vender energía eléctrica y productos asociados a través de un Suministrador de Servicios Básicos.

Finalmente, cada vez se cuenta con menos espacio físico 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; en ese contexto la CONAMER considera que con la emisión de la propuesta regulatoria al determinar la metodología para calcular la contraprestación aplicable por la energía eléctrica generada por una Central Eléctrica de un Generador Exento, asociada a más de un Centro de Carga, brinda certeza jurídica y promueve la Generación Distribuida.

II. Consideraciones respecto al requerimiento de simplificación regulatoria.

Del análisis y revisión de la información enviada por esa Comisión en el formulario del AIR, para dar cumplimiento al artículo 78 de la Ley General de Mejora Regulatoria (LGMR) publicada en el DOF el 18 de mayo de 2018, y Quinto del Acuerdo Presidencial, la CRE indicó lo siguiente:

"III. Con relación al cumplimiento del Artículo Quinto del Acuerdo Presidencial que establece que para la expedición de nuevos actos administrativos de carácter general, que las dependencias y organismos descentralizados deberán indicar expresamente en el anteproyecto correspondiente, las dos obligaciones regulatorias o los dos actos que se abrogan o derogan y que se refiere a la misma materia

⁶ Entendidos como el propietario o poseedor de una o varias Centrales Eléctricas que no requieren ni cuentan con permiso para generar energía eléctrica en términos de la LIE.

o sector económico regulado, la Comisión presenta a continuación el análisis de costos que implicaría lo siguiente:

La Comisión atiende a lo establecido en el Acuerdo A/082/2017 publicado en el Diario Oficial de la Federación el 24 de enero de 2018 mediante el cual se modifican los plazos de respuesta de diversos trámites inscritos en el Registro Federal de Trámites y Servicios, como se describe a continuación:

a) Trámite "Solicitud de permiso para llevar a cabo las actividades reguladas en materia de petróleo, petrolíferos, petroquímicos y bioenergéticos; modalidad C: Solicitud de permiso de transporte por medios distintos a ducto de petróleo y petrolíferos" identificado con la homoclave CRE-16-011-C, reduciendo su plazo de resolución de 90 a 64 días hábiles.

b) Trámite "Solicitud de Permiso en materia de Gas Licuado de Petróleo; modalidad B: Permiso de Expendio al Público de Gas Licuado de Petróleo mediante Estación de Servicio con fin Específico" identificado con la homoclave CRE-18-003-B, reduciendo su plazo de resolución de 90 a 78 días hábiles.

c) Trámite "Modificaciones al Título de Permiso en materia de Gas Licuado de Petróleo" identificado con la homoclave CRE-18-004-C, reduciendo su plazo de resolución de 90 a 78 días hábiles.

Dichas modificaciones representaron una reducción de costos de cumplimiento equivalente a un monto de \$746,035.79 pesos de carga liberada, estimado con base en el modelo de conteo estándar elaborado por CONAMER, como se muestra en la tabla incluida en el archivo denominado "Acuerdo Presidencial_GD Colectiva.docx." En este sentido, de conformidad con lo establecido en el Análisis Costo-Beneficio que se incluye en el Análisis de Impacto Regulatorio, se estima que la implementación del Acuerdo por el que la Comisión Reguladora de Energía emite el modelo de contrato con el suministrador de servicios básicos y su metodología de contraprestación aplicable a la generación distribuida colectiva conlleva costos de cumplimiento por un total de \$700,949.00 pesos, mismos que resultan menores a los ahorros de \$746,035.79 pesos por la simplificación de los trámites descritas en los incisos previos."

Al respecto, y derivado del análisis realizado a la información presentada por la CRE, este Órgano Desconcentrado advierte que para dar cumplimiento al Artículo Quinto del Acuerdo Presidencial y al Artículo 78 de la LGMR se simplificarán tres trámites, reduciendo su plazo máximo de respuesta, lo que podría representar un ahorro en los costos de la carga administrativa para los particulares a la orden de \$746,035.79 pesos, cifra inferior a los costos de la emisión de la propuesta regulatoria señalados a la orden de \$700,949.00; en virtud de lo anterior, se da por atendido el requisito de simplificación regulatoria.

No obstante lo anterior, se advierte que ese Órgano Regulador no incluyó en la propuesta regulatoria los actos u obligaciones que serán derogados o abrogados para dar cumplimiento con el Acuerdo Presidencial, razón por la cual y de conformidad con el Artículo Quinto del Acuerdo Presidencial, se solicita a la CRE señalar en el anteproyecto regulatorio las acciones de simplificación descritas con anterioridad.

Por otro lado, y relativo a los trámites con homoclave CRE-16-011-C, CRE-18-003-B y CRE-18-004-C, respecto de los cuales se indicó que se reduciría el plazo máximo de respuesta para dar cumplimiento al requisito de simplificación regulatoria, la CONAMER observa que dichos trámites no se encuentran inscritos en el Registro Federal de Trámites y Servicios (RFTS); al respecto, se informa a esa Comisión que derivado de la modificación al Reglamento Interno de la CRE ese Órgano Regulador solicitó a través de los oficios con número SE-300/45991/2019 y SE-300/57691/2019 la eliminación e inscripción de diversos trámites, incluidos los citados en el presente dictamen, razón por la cual la CONAMER solicita a la CRE pronunciarse al respecto e indicar las nuevas homoclaves de los trámites en cuestión.

III. Objetivos regulatorios y problemática.

Con la finalidad de atender la solicitud del formulario del AIR en el presente apartado, la CRE expuso el contexto y la problemática de la cual deriva la emisión del tema objeto del anteproyecto, a saber:



“En la Política Pública para promover la Generación Distribuida en México publicada por la Secretaría de Energía (Secretaría) el 12 de noviembre de 2018, la Secretaría establece, entre otras, la directriz de que el crecimiento de la Generación Distribuida (GD) deberá contribuir a la democratización de la generación de energía eléctrica y al acceso universal al servicio eléctrico.

Asimismo, establece la acción para que, en el corto plazo, las instituciones del sector, las Empresas Productivas del Estado, el sector privado, la academia y la sociedad identifiquen y promuevan esquemas para proyectos de GD que permitan superar las barreras del tipo financiero que inhiben su desarrollo.

Por otro lado, el Programa Especial para la Transición Energética (PETE) estableció entre otros objetivos el de expandir y modernizar la infraestructura e incrementar la GD y el Almacenamiento de Energía. En este sentido, el PETE estableció como meta el incremento en la capacidad instalada de proyectos de generación limpia distribuida para 2018 de 527 MW.

La instalación de centrales eléctricas de GD en México ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos cinco años, llegando a 692 MW de capacidad instalada en 2018, utilizando tecnología solar fotovoltaica en el 99.4% de las instalaciones, por lo que el acceso a un techo resulta indispensable (Ver <<https://www.gob.mx/cre/documentos/pequena-y-mediana-escala>>). El crecimiento se ha concentrado, en su mayoría, en instalaciones de baja tensión (servicios en categorías tarifas residenciales), siempre asociando el consumo de cada usuario a una Central Eléctrica de GD, instalada generalmente en el techo de la misma. En este sentido, dada la tendencia al alza de construir viviendas en condominios verticales y horizontales, cada vez se cuenta con menos espacio físico para realizar las instalaciones de GD, 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.

Aunando a lo anterior, según el Censo de Población y Vivienda 2010 del Instituto Nacional de Estadística y Geografía, el 90% de las viviendas particulares son casas independientes, el restante 10% hace referencia a viviendas en edificios o vecindades. Según la última actualización de dicho censo, en 2015 se contaba con 32 millones de viviendas (Ver https://www.inegi.org.mx/contenidos/programas/intercensal/2015/doc/eic_2015_presentacion.pdf), lo que significa que, alrededor de 3.2 millones de viviendas no tienen acceso a un techo particular para poder instalar un panel fotovoltaico. Estos 3.2 millones representan cerca de 12 millones de habitantes que pudieran ser beneficiados.”

En ese contexto, y una vez analizada la información proporcionada por ese Órgano Regulador, la CONAMER destaca lo siguiente:

- La directriz de que el crecimiento de la Generación Distribuida (GD) deberá contribuir a la democratización de la generación de energía eléctrica y al acceso universal al servicio eléctrico;
- Además, resulta necesario que los agentes económicos del mercado identifiquen y promuevan esquemas para proyectos de GD que permitan superar las barreras del tipo financiero que inhiben su desarrollo, y
- Finalmente, se destaca que la instalación de centrales eléctricas de GD en México ha tenido un crecimiento exponencial en los últimos cinco años, pero el crecimiento se ha concentrado, en su mayoría, en instalaciones de baja tensión (servicios en categorías tarifas residenciales), siempre asociando el consumo de cada usuario a una Central Eléctrica de GD, instalada generalmente en el techo de la misma; en ese sentido, dada la tendencia al alza de construir viviendas en condominios verticales y horizontales, cada vez se cuenta con menos espacio físico para realizar las instalaciones de GD, 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.

Al respecto, este Órgano Desconcentrado, y a efectos de robustecer los argumentos de la problemática identificada, solicita a la CRE abundar y detallar las barreras del tipo financiero que inhiben el desarrollo de los proyectos de GD.

Por otro lado, esa Comisión incluyó en el AIR los objetivos previstos a fin de atender la problemática expuesta, relativos a lo siguiente:

- a) Determinar la metodología para calcular la contraprestación aplicable por la energía eléctrica generada por una Central Eléctrica de un Generador Exento, asociada a más de un Centro de Carga, y
- b) Expedir el modelo de Contrato de Contraprestación a celebrar entre el Suministrador de Servicios Básicos y el Generador Exento, por la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución, y que será asociada a más de un Centro de Carga.

Finalmente, la CONAMER considera necesario que ese Órgano Regulador atienda lo solicitado en el presente apartado y de esa forma se demuestre que los objetivos planteados son coincidentes con la problemática identificada.

IV. Alternativas a la regulación.

Con la finalidad de responder al numeral 5, del formulario del AIR, la CRE identificó y justificó opciones distintas a la emisión del anteproyecto regulatorio enfocadas a la problemática expuesta indicando las ventajas y desventajas de tales alternativas de las mismas, las cuales versan en lo siguiente:

- a. **No emitir regulación alguna.-** No emitir regulación alguna significaría un freno en los esfuerzos realizados en el sector eléctrico a partir de la entrada en vigor de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) y la Ley de Transición Energética (LTE) para promover el mercado de la GD, el cual ha mostrado una gran aceptación por parte de la población, ya que, al término de 2018 se contaba con 94,893 contratos de GD a nivel nacional, de los cuales en el 99.4% se utiliza como tecnología de generación de energía eléctrica, la fotovoltaica, debido principalmente a su madurez, la baja complejidad de la instalación y el abundante recurso solar con el que se cuenta en todo el territorio nacional. La capacidad total instalada en estos contratos es de 692 MW. Esto representa un aumento importante, considerando que cinco años antes, en 2012, se contaba con solo 1,986 contratos que representaban una capacidad instalada de 14.85 MW.

En este sentido, se estima que con la emisión de esta regulación, se continúe con esta tendencia de crecimiento considerando que el marco legal actual para la industria eléctrica, permite a los generadores exentos realizar actividades de comercialización de energía eléctrica, a través de un Suministrador, además de que contarán con acceso abierto y no indebidamente discriminatorio a las RGD, para lo cual el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional considerará la expansión y modernización de las RGD que se requieran para interconectar la GD.

Esta información es pública y se puede consultar en el microsítio de la CRE dedicado a la GD [<https://www.gob.mx/cre/documentos/pequena-y-mediana-escala>].

No emitir regulación alguna no brindaría ningún beneficio para la población o el sector eléctrico en general, debido a que no se modificarían las condiciones bajo las cuales la



población puede hacer uso de la Generación Distribuida; de igual forma, no se generaría ningún costo.

Al respecto, y relativo a la alternativa de no emitir regulación alguna, es necesario que ese Órgano Regulador proporcione los elementos que permitan argumentar el porqué el no emitir la propuesta regulatoria significaría un freno en los esfuerzos realizados para promover el mercado de GD.

- b. Esquemas de autorregulación.-** La LIE establece que la Generación Exenta puede recibir un pago por la energía inyectada a las redes del Sistema Eléctrico Nacional por dos formas: a través de los esquemas de contraprestación en el Suministro Básico o bien, vendiendo la energía eléctrica generada directamente en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) siendo representado por un Suministrador que sea Participante del Mercado. En este sentido, el Suministrador de Servicios Básicos solo podrá otorgar una contraprestación a los Generadores Exentos bajo los esquemas de contraprestación que emita la CRE, por lo que en el Mercado Eléctrico Mayorista no se prevén esquemas de autorregulación en este aspecto. El uso de un esquema de autorregulación resultaría en beneficios variables, en el entendido que cada usuario podría pactar con su Suministrador de Servicios Básicos, sus propias condiciones de pago para la compraventa de la energía generada por una Central Eléctrica de GD; en 2018 se superaron los 43 millones de usuarios de suministro básico (Ver <<https://datos.gob.mx/busca/dataset/usuarios-y-consumo-de-electricidad-por-municipio-a-partir-de-2018>>) Por otra parte, los costos en los que incurriría el Usuario y el Suministrador de Servicios Básicos aumentarían, debido a que podría requerirse una negociación para cada caso en particular o grupos con características similares.

Adicional a los costos y beneficios, resulta relevante resaltar que, la LIE establece que el Suministro Básico tiene la naturaleza de ofrecer el suministro eléctrico a todas las personas que lo soliciten (Artículo 48); además, la CRE tiene la facultad de aplicar las metodologías para determinar el cálculo y ajuste de las tarifas reguladas, entre las que se encuentran las de Suministro Básico (Artículo 139) con la finalidad de obtener el ingreso estimado necesario para procurar los costos eficientes para los usuarios de suministro básico. Por ende, resulta legalmente inviable la posibilidad de un esquema de autorregulación.

Finalmente, y para responder al numeral 6 del formulario del AIR la CRE proporciona la siguiente información:

"El Acuerdo por el que se emite el modelo de contrato con el Suministrador de Servicios Básicos y su metodología de contraprestación aplicable a la GD colectiva permite atender la problemática señalada debido a que, con el esquema de contraprestación colectivo, se permite el acceso a energía eléctrica proveniente de GD para un mayor número de usuarios que no cuentan necesariamente con el espacio físico para la instalación de equipos de generación como los paneles fotovoltaicos."

Al respecto, y para estar en condiciones de validar el cabal cumplimiento al apartado del AIR que nos atañe, además de dar respuesta a lo solicitado, se solicita a la CRE brindar los argumentos necesarios que permiten evidenciar que la metodología elegida y el modelo de contrato definido son las opciones que permiten atender de la mejor forma la problemática identificada.

V. Impacto de la regulación

1. Creación, modificación y/o eliminación de trámites

7 de 18



2019
EMILIANO ZAPATA

Respecto al numeral 7 del formulario del AIR, relativo a si la emisión de la propuesta regulatoria crea, modifica o elimina trámites, la CONAMER observa que la CRE indicó que no, con lo cual este Órgano Desconcentrado coincide.

2. Disposiciones y/u obligaciones

Para responder al numeral 8 del formulario del AIR, relativo a las disposiciones, obligaciones y/o acciones distintas a los trámites, ese Órgano Regulator se señaló lo siguiente:

Tipo de Acción Regulatoria	Artículo o Aplicables	Descripción de la Acción Regulatoria	Justificación
Requisitos	2.1.2	Previo a la celebración de un Contrato de Contraprestación Colectivo, el Generador Exento debe contar con un Contrato de Interconexión a las Redes Generales de Distribución para Centrales Eléctricas con capacidad menor a 0.5 Megawatts (Contrato de Interconexión) en términos de los requerimientos establecidos en el Manual de Interconexión y las DACG de GD.	Requisito ya establecido en las Disposiciones de GD para asegurar la correcta interconexión de la Central Eléctrica y medición de la energía que genere.
	2.1.3	Para llevar a cabo la interconexión, el Generador Exento debe cumplir con el esquema de interconexión para Centrales Eléctricas sin Centros de Carga, o con Centros de Carga en el mismo Punto de Interconexión con medición independiente definido en el Anexo II de las Disposiciones de GD (esquema b).	Se requiere el esquema b debido a que la medición se realizará de manera independiente a la medición de los Centros de Carga. El esquema b está establecido en las Disposiciones de GD.
	2.1.8	Para poder estar asociados en un Contrato de Contraprestación Colectivo, se deberán cumplir con las siguientes consideraciones: I. Todos los Beneficiarios designados deberán contar con un contrato de Suministro Básico vigente. II. Todos los Beneficiarios deberán de recibir su suministro eléctrico de un mismo Suministrador de Servicios Básicos, el cual deberá ser el mismo que represente al Generador Exento y con el que se celebre el Contrato de Contraprestación Colectivo.	La contraprestación regulada que emite la Comisión para la GD aplica únicamente a Usuarios del Suministro Básico, en términos del artículo 21 de la LIE.
	2.1.10	El Suministrador de Servicios Básicos deberá entregar al Generador Exento un estado de cuenta que muestre todos los datos necesarios del reconocimiento de la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución en el Punto de Interconexión de acuerdo con las condiciones de pago de las Disposiciones de GD.	Misma consideración que la realizada en las condiciones de pago de las Disposiciones de GD; la finalidad es que el Generador Exento conozca la energía que entrega a las RGD.
	2.3.4	Cada Beneficiario que se incluya en la Solicitud de Alta/Baja o Modificación de Beneficiarios, como Alta o Modificación, deberá firmar dicha Solicitud, a la cual deberá anexarse copia simple de su identificación oficial o documento que acredite su personalidad.	Asegura que el Beneficiario dé su consentimiento de que su Centro de Carga se encuentre asociado en el Contrato de



			Contraprestación Colectivo.
	2.4.1.5	Para efectos de lo anterior (criterios para poder aplicar el régimen de medición neta), para una Central Eléctrica interconectada en media tensión, se deberá acreditar que dicha Central efectivamente comparte un Punto de Interconexión Común con los Centros de Carga de los Beneficiarios mediante el dictamen de una Unidad de Inspección, sin menoscabo de que, en la solicitud de interconexión se incluya el diagrama unifilar que demuestre dicho cumplimiento. En caso de que la Central Eléctrica se encuentre interconectada en baja tensión, esta no requerirá la contratación de una Unidad de Inspección para la acreditación anterior sobre el Punto de Interconexión Común, salvo que el Solicitante lo considere conveniente. En este último caso bastará con presentar el diagrama unifilar.	Resulta necesario el dictamen de la Unidad de Inspección para asegurar el cumplimiento de lo establecido en el Acuerdo.
Obligaciones	Acuerdo o tercero	<p>TERCERO. El Generador Exento podrá pactar, mediante un convenio particular con cada uno de los Beneficiarios, los términos y condiciones aplicables para la asignación de la energía eléctrica, para ello dicho convenio podrá incluir, de manera enunciativa, más no limitativa, lo siguiente:</p> <p>I. Las condiciones para mantener la condición de Beneficiario</p> <p>II. La proporción de energía eléctrica asignada al Beneficiario</p> <p>III. Las condiciones de operación de la Central Eléctrica, y</p> <p>IV. En su caso, las condiciones de pago.</p>	Resulta necesaria la celebración de un convenio particular para que todas las consideraciones de la relación entre las partes queden aclaradas y evite inconformidades.
	2.1.5	Una vez que el Generador Exento cuente con un Contrato de Interconexión que cumpla con lo anterior, procederá a celebrar con el Suministrador de Servicios Básicos un único Contrato de Contraprestación Colectivo en términos del presente Acuerdo, para que la energía eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución por la Central Eléctrica que representa, sea asignada a los Beneficiarios.	Esta obligación se establece en las Disposiciones de GD. Es necesario que se celebre un contrato con el Distribuidor, previo a solicitar cualquier tipo de contraprestación al Suministrador.
	2.3.1	Para realizar el alta o baja a algún Beneficiario, o bien, modificar la asignación o información de algún Beneficiario en el Contrato de Contraprestación Colectivo, cuando el Generador Exento lo requiera, deberá presentar al Suministrador de Servicios Básicos la Solicitud de Alta/Baja o Modificación, utilizando el formato indicado en el Anexo B de la presente Metodología. Dicha solicitud deberá incluirse al momento de celebrar el Contrato de Contraprestación Colectivo y podrán presentarse actualizaciones de la misma a consideración del Generador Exento.	Se permite al Generador Exento presentar de manera eficiente modificaciones a los Beneficiarios asociados a su contrato.
	2.4.1.6	La contraprestación por la energía asignada a cada Beneficiario, deberá verse reflejada en el Aviso-recibo del próximo ciclo de facturación del Beneficiario, posterior a la toma de lecturas realizada para determinar la energía	El suministrador hace uso de su sistema comercial para liquidar lo resultante de esta actividad como se



		eléctrica entregada a las Redes Generales de Distribución por la Central Eléctrica.	establece en las Disposiciones de GD
2.4.1.7		La contraprestación por la energía eléctrica no asignada a algún Beneficiario será compensada al Generador Exento con base en la metodología de venta total de energía y sus condiciones de pago, establecidas en el Anexo I de las DACG de GD.	Se adaptan los regímenes de contraprestación ya definidos en las Disposiciones de GD.
2.4.2.4		El Beneficiario bajo el régimen de facturación neta será liquidado conforme a las Condiciones de pago establecidas en las DACG de GD. En caso de existir un saldo a favor de los Beneficiarios, este será liquidado al Generador Exento, y será este último el responsable de emitir las facturas correspondientes al Suministrador de Servicios Básicos, las cuales deberán cumplir con todos los requisitos formales exigidos por la normativa vigente. En caso que el Generador Exento no emita las facturas correspondientes en el plazo establecido en las DACG de GD, se entenderá que éste renuncia a recibir la liquidación correspondiente.	Se adaptan los regímenes de contraprestación ya definidos en las Disposiciones de GD.
2.4.2.5		Los numerales 2.4.1.6 y 2.4.1.7, serán aplicables al régimen de facturación neta de la misma manera que se aplica al régimen de medición neta, en lo que se refiere a la aplicación de la contraprestación en el Aviso-Recibo de los Beneficiarios, y la contraprestación por la energía no asignada a ningún Beneficiario, respectivamente.	Se adaptan los regímenes de contraprestación ya definidos en las Disposiciones de GD.
3.1		El Suministrador de Servicios Básicos deberá llevar a cabo las acciones administrativas y técnicas necesarias para la implementación en su sistema comercial de los Regímenes de Contraprestación establecidos en el Esquema de Contraprestación Colectivo en los 120 días hábiles posteriores a la publicación del presente Acuerdo; lo anterior, sin menoscabo del cumplimiento del presente Acuerdo desde su entrada en vigor.	Necesario para gestionar de manera eficiente a los usuarios del esquema colectivo.
Cláusula Segunda, inciso v) del Contrato de Contraprestación Colectivo		Notificar al Suministrador de Servicios Básicos de la terminación del presente Contrato con 20 días hábiles de anticipación.	Se requiere la notificación anticipada para que el Suministrador de Servicios Básicos realice las acciones necesarias para terminar el contrato.

Al respecto, si bien ese Órgano Regulador identificó y justificó algunas acciones regulatorias distintas a trámites, la CONAMER identificó⁷ en el anteproyecto regulatorio, de manera enunciativa más no

⁷ De conformidad con el ACUERDO por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio publicado el 26 de agosto de 2010 [sic, el 26 de julio de 2010], publicado en el DOF el 16 de noviembre de 2012. Instructivo I, Apartado III, inciso B y pregunta 7:

- Establecen requisitos
- Establecen sanciones
- Establecen restricciones
- Establecen prohibiciones



limitativa, algunas acciones regulatorias que no se identificaron y justificaron en el formulario del AIR, a saber:

- 2.1.9 Aquella persona física o moral que haya celebrado un contrato de contraprestación en términos de lo establecido en las DACG de GD, podrá migrar al esquema Colectivo en cualquier momento, siempre y cuando realice la terminación de su contrato de contraprestación vigente y cumpla con lo establecido en los numerales que preceden. Posteriormente, si así lo desea, podrá regresar al esquema anterior habiendo transcurrido 365 días naturales a partir de la celebración del Contrato de Contraprestación Colectivo;
- 2.2.4 El Contrato de Contraprestación Colectivo podrá ser utilizado únicamente cuando exista más de un Centro de Carga asociado a la Central Eléctrica de Generación Distribuida;
- 2.4.1.4 Para poder llevar a cabo la asignación de la contraprestación utilizando el régimen de medición neta, se deberán cumplir los siguientes criterios como requisitos indispensables: [...];
- 2.4.1.8 El crédito a favor de cada Beneficiario no abonado en los 12 meses previos, así como la energía compensada del Generador Exento, deberán liquidarse al Generador Exento conforme a las Condiciones de pago establecidas en las DACG de GD. Para ello, el Generador Exento será el responsable de emitir las facturas correspondientes en el plazo establecido, las cuales deberán cumplir con todos los requisitos formales exigidos por la normativa vigente; en caso contrario, se entenderá que éste renuncia a recibir la liquidación correspondiente;
- 2.4.2.7 Se permitirá migrar de un régimen de contraprestación a otro una vez transcurrido 365 días naturales, contados a partir de la celebración del contrato de contraprestación correspondiente, con el fin de completar y facilitar los procesos administrativos, cuando aplique, tanto la liquidación de los excedentes acumulados como la determinación de los conceptos calculados anualmente, y
- Clausula TERCERA del modelo de contrato, "TERCERA. Obligaciones del Suministrador de Servicios Básicos. La celebración del presente Contrato obliga al Suministrador de Servicios Básicos a: [...]".

En virtud de lo anterior, la CONAMER queda a la espera de que la CRE identifique y justifique todas las acciones regulatorias distintas a trámites que derivan de la emisión de la propuesta regulatoria.

3. Análisis de Impacto en la Competencia

El anteproyecto fue notificado a la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE), el día 28 de mayo de 2019, a efecto de que esa Comisión brindara su opinión respecto de sus posibles efectos en la competencia. Lo anterior, con fundamento en el artículo 9 del *Acuerdo por el que se modifica el Anexo Único, Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio del diverso por el que se fijan plazos para que la Comisión Federal de Mejora Regulatoria resuelva sobre anteproyectos y se da a conocer el Manual de la Manifestación de Impacto Regulatorio*⁸.

- Establecen obligaciones
- Condicionan un beneficio
- Condicionan una concesión
- Establecen o modifican estándares técnicos
- Establecen procedimientos de evaluación de la conformidad
- Otras (en cuyo caso es necesario especificar)

⁸ "Artículo 9.- La COFEMER deberá hacer de conocimiento, en el mismo día en que los reciba, y mediante correo electrónico, a la las Manifestaciones de Impacto Regulatorio con análisis de competencia, a fin de que ésta emita su opinión y análisis. Esta opinión y análisis deberá ser integrada por COFEMER, a las resoluciones a las que se refiere el artículo 69-I y 69-J de la LFPA." Disponible en <http://www.cofemer.gob.mx/documentos/marcojuridico/rev2016/AMIRC.pdf>

Al respecto, es pertinente mencionar que de conformidad con lo indicado en la Cláusula Tercera, inciso a) del *Convenio Modificatorio al Convenio de colaboración celebrado el 23 de septiembre de 2013 entre la Comisión Federal de Mejora regulatoria y la Comisión Federal de Competencia Económica*, en el análisis de aquellos AIR de alto impacto con análisis de impacto en la competencia (como es el caso del formulario que acompaña al anteproyecto en comentario), la COFECE cuenta con un plazo no mayor a veinte hábiles a partir del siguiente día hábil en que esta Comisión le haya notificado, para en su caso emitir las consideraciones u opiniones pertinentes.

En tal virtud, no se omite informar que a la fecha de emisión del presente dictamen, no se ha recibido pronunciamiento alguno por parte de la COFECE, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito, por lo que se materializa el supuesto indicado en la Cláusula Tercera inciso a) del Convenio previamente citado, que entre otras cosas, establece que *"concluidos los plazos señalados en los párrafos anteriores sin que la 'COFECE' haya emitido consideraciones en materia de libre competencia y competencia a través de oficio o vía electrónica, se entenderá que ésta no emite pronunciamiento alguno, en un sentido u otro, sobre el anteproyecto de mérito"*. No obstante, si este órgano desconcentrado recibe dicha opinión en lo subsecuente, esta será integrada al expediente del anteproyecto y se le hará llegar para los fines a que haya lugar.

Sin embargo, no omitiendo la atribución de la COFECE de garantizar la libre competencia y competencia económica, la CRE indicó en lo relativo a si la propuesta regulatoria restringe o promueve la competencia o eficiencia del mercado, que la propuesta regulatoria entre otras cosas:

"Con el esquema Colectivo propuesto se posibilita el desarrollo de nuevas actividades económicas, como la venta de energía eléctrica a dos o más Centros de Carga que no necesariamente pertenecen a la misma persona que genera la energía, es decir, adicionalmente al servicio prestado por un Suministrador de Servicios Básicos, los usuarios de energía eléctrica a nivel residencial, así como micro,pequeñas y medianas empresas podrán tener una opción para adquirir la energía eléctrica que permita satisfacer sus necesidades, a través de una Central Eléctrica que genere dicha energía sin tener la obligación de ser propietarios de dicha Central Eléctrica.

Asimismo, el esquema Colectivo permite potencializar las actividades que hasta la fecha han venido realizando los Generadores Exentos mediante los regímenes de contraprestación asociados a la GD, como la medición neta (Net Metering), facturación neta (Net Billing) y la venta total de energía.

Por lo anterior, el esquema propuesto en la presente regulación permitirá fomentar el desarrollo eficiente de la industria, promover la competencia en el sector y proteger los intereses de los usuarios."

4. Análisis Costo-beneficio

4.1 De los Costos

La CRE, para dar respuesta al numeral 11 del formulario del AIR, indicó como parte de los costos derivados de la emisión de la propuesta regulatoria costos de índole administrativo, al respecto, de manera específica señaló lo siguiente:

La emisión del presente Acuerdo se deriva de las Disposiciones de GD con la finalidad de ampliar el alcance de las mismas, en el sentido de que los regímenes de contraprestación establecidos en ellas sean aplicados en Centrales Eléctricas de Generación Distribuida con dos o más Centros de Carga asociados.

Por ello, las Centrales Eléctricas de GD que manifiesten su voluntad de acceder al esquema Colectivo de GD deberán iniciar su interconexión de conformidad con lo establecido en las Disposiciones de GD y el Manual de Interconexión, para posteriormente, continuar con la celebración del contrato de contraprestación colectivo objeto de la presente propuesta de regulación.

En este sentido, se observa que, en el cumplimiento de la presente propuesta, se tienen costos de tipo administrativo, los cuales se describen a continuación:

12 de 18



2019

EMILIANO ZAPATA

1. **Costos por la celebración de uno o más contratos de contraprestación.** Para llevar a cabo la aplicación del esquema de Generación Distribuida Colectiva, se requiere que el Generador Exento celebre un contrato de contraprestación con un Suministrador de Servicios Básicos mediante el cual se establezcan los términos y condiciones por la venta de energía y productos asociados de manera colectiva.

A manera de ejemplo, se supone un escenario en el que el 50% de los Contratos de Contraprestación de Generación Distribuida que se firmarán en un año, utilizarán el esquema colectivo, mientras que el otro 50% se mantendrá bajo el esquema individual establecido en las Disposiciones de GD. De acuerdo a las estadísticas y proyecciones publicadas por la CRE (Ver: <https://www.gob.mx/cre/documentos/pequena-y-mediana-escala>), se estima que el 50% representa a 28,126 usuarios. Para calcular cuántos usuarios podrían estar incluidos en un Contrato de Contraprestación Colectivo, se calculó la capacidad instalada promedio de los usuarios que actualmente cuentan con una Central Eléctrica de Generación Distribuida en baja y media tensión, resultando en 6 kW y 45 kW respectivamente; esto significa que, considerando Centrales Eléctricas en esquema colectivo de 499 kW, se esperaría durante el primer año, la celebración de 404 contratos colectivos.

Para llevar a cabo la celebración se requiere que cada Generador Exento realice las gestiones necesarias con el Suministrador de Servicios Básicos, mismas que incluyen, de manera enunciativa, las siguientes actividades:

- Solicitar, a través de los mecanismos definidos por el Suministrador de Servicios Básicos, la firma de un Contrato de Contraprestación Colectivo, incluyendo la documentación necesaria para dar de alta a los Beneficiarios de la energía eléctrica.
- Requisitar el Modelo de Contrato de Contraprestación Colectivo por ambas Partes y dar cumplimiento de la documentación requerida.
- Revisar, firmar y aprobar, por ambas Partes, el Contrato de Contraprestación Colectivo.

En las actividades descritas, se estima la intervención de personal de distintos niveles de jerarquía por parte del Suministrador de Servicios Básicos y del Generador Exento, toda vez que generalmente, no es la misma persona la encargada de requisitar y recopilar la información para el llenado del Contrato que la persona encargada de firmar el mismo. Por tal motivo, se estima un costo de \$1,289.00 pesos por Contrato, equivalente a los sueldos del personal y uso de activos fijos por el tiempo que se requiere para llevar a cabo las acciones referidas; de esta forma, el costo por llevar a cabo los 404 contratos colectivos se estima en \$520,949.42 pesos.

Para mayor referencia, los costos mencionados se desglosan en las pestañas de "Costeo", "Costeo2" y "Costeo3" en el archivo de nombre "GDC cálculos y beneficios_23.05.2019.xls"

2. **Costos por modificaciones administrativas y técnicas para dar seguimiento a lo referido en el Acuerdo.** La Comisión publicó el 25 de julio de 2018 la resolución RES/1396/2018, mediante la cual se modifica la diversa por la que se emitieron las disposiciones administrativas de carácter general aplicables a las centrales eléctricas de generación distribuida y generación limpia distribuida. En este instrumento regulatorio se establece un plazo de 100 días para que los Suministradores de Servicios Básicos lleven a cabo las acciones administrativas y técnicas necesarias para la implementación de los Regímenes de Contraprestación establecidos en la Metodología y efectuar la liquidación de los créditos obtenidos a favor del Generador Exento a partir de la firma del Contrato de Contraprestación y hasta el término del Plazo Otorgado.

El esquema colectivo brinda al Usuario de Suministro Básico la opción de elegir entre los regímenes de medición neta y facturación neta, y da la opción al Generador Exento de utilizar el régimen de venta total de energía. Debido a que los regímenes de contraprestación son aquellos establecidos en las DACG de GD, se considera que los costos derivados de las acciones administrativas y técnicas que los Suministradores de Servicios Básicos han de realizar, ya fueron considerados cuando se emitieron las DACG de GD; sin embargo, se considera en la propuesta de regulación, un periodo para integrar en dicho sistema, la posibilidad de que múltiples Centros de Carga se asocien a los valores de generación de una misma Central Eléctrica.



Con la finalidad de estimar el costo de dichas acciones de modificación, se hace referencia al Sistema de Gestión de Certificados y Cumplimiento de Obligaciones de Energías Limpias (Sistema CEL), el cual fue cotizado y licitado por la CRE en 2017. En este sentido, se compararon las funciones del Sistema CEL con las adecuaciones requeridas por la regulación propuesta y se detectaron 20 principios fundamentales con los que debía contar el sistema, por lo que, comparando con lo requerido por la regulación actual, se estimó que la modificación del sistema tendría un costo estimado de \$180,000 pesos.

Para mayor referencia, los costos mencionados se desglosan en la pestaña "Costeo4" contenida en el archivo de nombre "GDC cálculos y beneficios_23.05.2019.xls"

3. Ahorros en el esquema actual por la simplificación del trámite para obtener el Contrato de Contraprestación.

Adicional a los costos mencionados en los dos incisos anteriores, se detecta que la propuesta de regulación simplifica el trámite que existe actualmente para la obtención de un Contrato de Contraprestación para Generación Distribuida. La aplicación del esquema Colectivo permite celebrar un solo contrato de contraprestación en el que se incluyan múltiples usuarios de Suministro Básico (Beneficiarios), lo cual conlleva a un ahorro para el Suministrador al no tener que celebrar un contrato con cada Beneficiario de manera individual. Asimismo, el Beneficiario se ve favorecido debido a que el costo administrativo de la celebración del contrato se ve reducido al distribuirse entre todos los Beneficiarios.

Al entrar en vigor, la regulación propuesta dará a los usuarios otra alternativa para celebrar estos contratos. Tal y como se mostró en el numeral 1 de la presente sección, 28,126 usuarios pueden estar contenidos en 404 Contratos de Contraprestación Colectivos, de acuerdo a las estadísticas actuales. De no existir el esquema colectivo, estos 28,126 usuarios deberán celebrar con el Suministrador de Servicios Básicos el mismo número de contratos. La gestión de estos contratos se costó en \$700.00 pesos, lo que implica un costo total de \$20,403,037.00 pesos; costo que puede ser evitado gracias a la simplificación que ofrece la propuesta de regulación.

Resumen de estimación de costos

No.	Costo-sujeto beneficiado	Costo identificado	Monto unitario
1	Gestión de contratos - SSB/GE	Gestión del Contrato de Contraprestación Colectivo	\$1,289 pesos por usuario
2	Adecuación de los sistemas informativos SSB	Costos del Suministrador de Servicios Básicos para ejecutar el programa	\$180,000
3	Simplificación del trámite para la firma del Contrato de Contraprestación GE/SSB	Se reducen los costos en los que incurre actualmente el usuario para la firma de un Contrato de Contraprestación de Generación Distribuida.	- \$700 por usuario

Al respecto, este Órgano Desconcentrado resume que la emisión de la propuesta regulatoria representa costos de cumplimiento para los particulares por concepto de costos por la celebración de uno o más contratos de contraprestación a la orden de \$520,949.42 pesos y costos por concepto de las modificaciones administrativas y técnicas para dar seguimiento a lo referido en la propuesta regulatoria a la orden de \$180,000.00 pesos; lo que en suma representa un costo total de \$700,949.00 pesos. Cabe señalar, que si bien la CRE indica ahorros por la simplificación del trámite para la firma del contrato de

contraprestación, dichos ahorros deberán incluirse en la estimación de los beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria.

No obstante lo anterior, y derivado de la observación realizada en la sección de acciones regulatorias distintas a trámites, es necesario que la CRE incluya los costos que dichas acciones regulatorias podría representar para los particulares.

4.2 De los beneficios

Por otro lado, para responder al numeral 11, en lo que respecta a los beneficios derivados de la emisión de la propuesta regulatoria, ese Órgano Regulator se señaló lo siguiente:

Con la implementación del esquema de Generación Distribuida Colectiva se prevé que tanto los Generadores Exentos como los usuarios del Suministro Básico y los Suministradores de Servicios Básicos obtengan los beneficios que se describen a continuación:

1. **Beneficios por economías de escala.** *La aplicación del esquema Colectivo, resulta benéfica para el Generador Exento y para los Beneficiarios debido a que se reducen los costos de inversión y solicitudes de financiamiento, en el entendido de que la instalación de una Central Eléctrica tendría un mayor costo si se realiza de manera individual para cada usuario de Suministro Básico contrario a lo que pudiera costar una Central Eléctrica compartida con varios usuarios, aun cuando esta central tuviera que ser de una capacidad de generación mayor. La estimación de este beneficio se realiza tomando como referencia los costos de inversión para una Central Eléctrica de GD de manera individual con respecto a los costos que representarían la instalación de una Central Eléctrica de GD de mayor capacidad, pero para entregar energía eléctrica a un mayor número de usuarios. De acuerdo a los costos que maneja la industria actualmente, un usuario podría ahorrarse en promedio \$123,981 pesos por cada sistema fotovoltaico que desee integrar, gracias a las economías de escala. De acuerdo al ejercicio elaborado en los costos, donde se considera que el 50% de los usuarios que instalen Generación Distribuida entrarían al esquema colectivo, se calcula un ahorro por economías de escala de \$3,487,078,128.00 pesos.*
2. **Reducción de aportaciones gubernamentales.** *Como es sabido, las tarifas eléctricas para el sector residencial, cuentan con una aportación gubernamental como beneficio para los usuarios del suministro Básico, en este sentido, con la aplicación del esquema Colectivo se podrían reducir dichas aportaciones. De acuerdo al Primer Estudio de Beneficios de la Generación Distribuida y la Eficiencia Energética, publicado por la Secretaría de Energía en marzo de 2017 (Ver < <https://www.gob.mx/sener/documentos/beneficios-de-la-generacion-limpia-distribuida-y-la-eficiencia-energetica-en-mexico>>), el Estado otorga a cada usuario doméstico de suministro básico, \$2,200 pesos al año. De acuerdo a nuestro ejemplo utilizado anteriormente sobre 28,126 usuarios siendo beneficiados por el esquema colectivo en el primer año, representaría un ahorro para el Estado de \$61,877,200 pesos.*

Para mayor referencia, los beneficios mencionados se desglosan en la pestaña de "Beneficios" contenida en el archivo de nombre "GDC cálculos y beneficios_23.05.2019.xls"

Resumen de estimación de beneficios

No.	Beneficio-sujeto beneficiado	Beneficio identificado	Monto unitario
1	Economías de escala GE/Beneficiario	Reducción de los costos de inversión y solicitud de financiamientos, ahorro por economías de escala.	\$123,981 por usuario

2	<p>Reducción de aportaciones gubernamentales Estado/SSB</p>	<p>Se reducen las aportaciones gubernamentales a los usuarios en tarifa doméstica.</p>	<p>\$2,200 por usuario doméstico</p>
---	--	--	--------------------------------------

Al respecto y derivado de la información proporcionada por la CRE, se observan beneficios por el concepto de economías de escala (debido a que se reducen los costos de inversión y solicitudes de financiamiento) a la orden de \$3,487,078,128.00 pesos y beneficios por concepto de la reducción de las aportaciones gubernamentales a las tarifas eléctricas para el sector residencial a la orden de \$61,877,200.00 pesos, lo que en suma representa beneficios a la orden de \$3548,955,328.00 pesos; no obstante lo anterior, y derivado de la observación vertida en la parte de costos, es necesario que la CRE incluya los beneficios por la simplificación del trámite para la firma del contrato de contraprestación en la estimación agregada de los beneficios.

Finalmente, y para responder al numeral 12 del formulario del AIR, relativo a la justificación de que los beneficios de la regulación son superiores a sus costos, la CRE señaló lo siguiente:

"Como se puede observar, los costos identificados para la aplicación del Esquema Colectivo se refieren principalmente a cargas administrativas en las que incurren los Beneficiarios, el Generador Exento y el Suministrador de Servicios Básicos, respectivamente; sin embargo, se detectan también beneficios en la reducción de dichos costos administrativos, principalmente en los que incurriría un Usuario del Suministro Básico si quisiera beneficiarse de la GD de manera individual. Adicionalmente, el principal beneficio de la aplicación del Esquema Colectivo se observa en la reducción de los costos de la energía para los Usuarios del Suministro Básico, toda vez que, al asociarse con uno o varios Generadores Exentos, estos usuarios podrán pactar el precio de la energía que consuman, pudiendo tener ahorros de hasta un 10% con respecto a lo que estarían pagando con un Suministrador de Servicios Básicos.

Los valores unitarios fueron utilizados en el mismo escenario descrito en la sección de costos, considerando que el esquema colectivo sería utilizado un promedio de 404 veces, estimando los beneficios totales y costos totales de la regulación propuesta.

En resumen, se detectan costos en el primer año por \$700,949.00 pesos, considerando, además, una reducción en los costos actuales gracias a la flexibilización del trámite para la celebración del Contrato de Contraprestación de \$20,403,037.00 pesos. Por su parte, la regulación propuesta presenta durante el primer año, un beneficio de \$3,548,955,328.00 pesos, gracias a las economías de escala y el ahorro del Estado a las aportaciones gubernamentales."

Al respecto, la CONAMER observa que la emisión de la propuesta regulatoria podría generar beneficios superiores a los costos de cumplimiento, pero a efectos de dar cabal cumplimiento a lo estipulado en el **artículo 66 de la LGMR**, es necesario que ese Órgano Regulator realice las modificaciones o atienda las observaciones realizadas en el apartado en comento.

VI. Cumplimiento y aplicación de la propuesta

Por lo que respecta al numeral 13 del formulario del AIR, relativo a los mecanismos a través de los cuales se implementará la regulación, ese Órgano Regulator indicó que los generadores exentos podrán aplicar el modelo de contrato de contraprestación colectivo y los regímenes de contraprestación directamente con sus beneficiarios y el Suministrador de Servicios Básicos sin necesidad de intervención previa por parte de la CRE; en virtud de ello, la CONAMER da por atendido lo solicitado en el formulario porque se demuestra que la regulación es técnica, social y económicamente factible.

VII. Evaluación de la propuesta

Por lo que respecta al numeral 14 del formulario del AIR, relativo a los medios a través de los cuales se evaluará el logro de los objetivos de la regulación, la CRE señaló lo siguiente:

"Toda vez que el presente Acuerdo deriva de las Disposiciones de GD, los resultados de la aplicación de la presente regulación serán monitoreados mediante la entrega semestral, por parte del Distribuidor, de la base de datos y los reportes sobre solicitudes de interconexión, con lo cual, la CRE elaborará una base de datos para el registro estadístico de las centrales eléctricas que hayan aplicado los mecanismos contenidos en el presente Acuerdo, de tal forma que se tenga información relevante de los mismos como son la capacidad de la central (MW), la ubicación de la central (domicilio), tecnología utilizada, energético primario, cantidad de energía generada, régimen de contraprestación asociado a la interconexión, entre otros. En este sentido, como parte de la evaluación de la propuesta regulatoria, se define a la capacidad instalada y el número de contratos celebrados como los principales indicadores que permitirán conocer de manera precisa el crecimiento en la instalación de nuevos proyectos de Generación Distribuida Colectiva."

En virtud de lo anterior, y dado que ese Órgano Regulator describe los medios por los cuales evaluará la consecución de los objetivos de la propuesta regulatoria, a través de la capacidad instalada y el número de contratos celebrados, la CONAMER da por atendido lo solicitado en el formulario del AIR.

VIII. Consulta pública

En lo que respecta al presente apartado, es conveniente señalar que desde el día en que se recibió el anteproyecto de referencia, este se hizo público a través del portal de internet de esta Comisión, en cumplimiento de lo dispuesto por el artículo 73 de la LGMR. Al respecto, este órgano desconcentrado manifiesta que hasta la fecha del presente Dictamen, se han recibido diversos comentarios por parte de particulares interesados en la propuesta regulatoria.

Los comentarios arriba mencionados, se encuentran disponibles en la siguiente liga electrónica:

<http://www.cofemersimir.gob.mx/expedientes/23159>

Finalmente, la CONAMER queda en espera de que la CRE se pronuncie sobre el total de los comentarios derivados de la propuesta regulatoria, así como las sugerencias vertidas en el presente Dictamen Preliminar y se realicen las modificaciones que correspondan o bien, manifieste por escrito las razones por las cuales no las considera procedentes, en cumplimiento con lo señalado por el artículo 75 de la LGMR.

Lo que se notifica con fundamento en los preceptos jurídicos antes mencionados, así como en los artículos 7, fracción IV, 9, fracción XI, XXV y XXXVIII y penúltimo párrafo, y 10, fracción VI, y XXI del Reglamento Interior de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria⁹, así como en los artículos Primero, fracción IV, y Segundo del Acuerdo por el que se delegan facultades del Titular de la Comisión Federal de Mejora Regulatoria a los servidores públicos que se indican¹⁰.

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

Atentamente,



GILBERTO LEPE SAENZ

Director de Manifestaciones de Impacto Regulatorio

⁹ Publicado en el DOF el 28 de enero de 2004, con su última modificación publicada el 9 de octubre de 2015.

¹⁰ Publicado en el DOF el 26 de julio de 2010.

