

## RESOLUCIÓN Núm. RES/893/2020

**RESOLUCIÓN DE LA COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA POR LA QUE EXPIDE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PRECIOS DE 2018 QUE APLICARÁ CFE INTERMEDIACIÓN DE CONTRATOS LEGADOS S.A. DE C.V. A LOS TITULARES DE LOS CONTRATOS DE INTERCONEXIÓN LEGADOS CON CENTRALES DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE O COGENERACIÓN EFICIENTE, CONFORME A LO ESTABLECIDO EN LA RESOLUCIÓN RES/066/2010 Y SU MODIFICACIÓN EMITIDA MEDIANTE LA RESOLUCIÓN RES/194/2010**

### RESULTANDO

**PRIMERO.** Que, el 16 de abril de 2010, se publicó en el Diario Oficial de la Federación (DOF) la Resolución número RES/066/2010, por la que la Comisión Reguladora de Energía (Comisión) expidió la Metodología para la determinación de los cargos correspondientes a los Servicios de Transmisión que preste el Suministrador a los Permisos con Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Fuentes de Energía Renovable o Cogeneración Eficiente (Metodología de Transmisión).

**SEGUNDO.** Que, el 28 de abril de 2010, se publicó en el DOF la Resolución número RES/067/2010 por la que la Comisión expidió el Modelo de Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente (Contrato de Interconexión) y sus anexos (F-RC, IB-RC, TB-RC), así como el Modelo de Convenio para el Servicio de Transmisión de Energía Eléctrica para Fuente de Energía (Convenio de Transmisión).

**TERCERO.** Que, el 13 de agosto de 2010, se publicó en el DOF la Resolución número RES/194/2010, por la que la Comisión modificó la Metodología de Transmisión, en específico la disposición 3.5.

**CUARTO.** Que, el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el DOF, el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de

Energía, que en su Transitorio Décimo inciso c) dispuso que, entre las atribuciones de la Comisión en materia de electricidad, se encuentran la regulación de las tarifas de porteo para transmisión y distribución.

Posteriormente, el 11 de agosto de 2014, se publicaron en el DOF los Decretos por los que se expidieron, entre otras, la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética (LORCME) y la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) que abroga la Ley del Servicio Público de Energía Eléctrica (LSPEE).

**QUINTO.** Que, el 24 de diciembre de 2015, se publicó en el DOF el Decreto por el que se expide la Ley de Transición Energética (LTE), la cual tiene por objeto regular el aprovechamiento sustentable de la energía, así como las obligaciones en materia de Energías Limpias y de reducción de emisiones contaminantes de la Industria Eléctrica, manteniendo la competitividad de los sectores productivos.

**SEXTO.** Que, el 11 de enero de 2016 se publicaron en el DOF los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, mismos que se modificaron mediante Acuerdos publicados en el DOF el 19 de septiembre de 2016 y el 25 de marzo de 2019, respectivamente, los cuales establecen que, para fomentar la operación eficiente del sector eléctrico, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) deberá crear una empresa filial que será la asignataria de los Contratos de Interconexión Legados (CIL), los convenios de compraventa de excedentes de energía eléctrica y los demás contratos asociados suscritos por la CFE y que suscriba conforme a las disposiciones transitorias de la LIE en relación con dichos contratos.

**SÉPTIMO.** Que, el 29 de marzo de 2016, se constituyó legalmente la empresa filial CFE Intermediación de Contratos Legados S. A. de C. V. (CFE ICL), empresa filial de la CFE asignataria de los CIL, conforme al Acuerdo CA-011/2016 del acta de la sesión décima extraordinaria del Consejo de Administración de la CFE, celebrada el 10 de marzo de 2016, cuya finalidad es operar como Generador de Intermediación en

términos de lo establecido en las Bases del Mercado Eléctrico y el Manual de Contratos de Interconexión Legados.

**OCTAVO.** Que, el 12 de abril de 2017, se publicó en el DOF el Estatuto Orgánico de la Comisión Federal de Electricidad, en el cual se establece que en términos de los artículos 6 y 10 de la Ley de la CFE, la CFE ICL como empresa filial forma parte de la organización de la CFE.

**NOVENO.** Que, en términos de lo establecido en los artículos 3, párrafo segundo, y 4, párrafo primero, de la LORCME, esta Comisión debe emitir sus actos y resoluciones de conformidad con las políticas públicas del Ejecutivo Federal, establecidas, entre otros, en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024 y en el Programa para el Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2019-2033, a fin de promover el desarrollo eficiente del sector energético.

En virtud de lo anterior, el PRODESEN 2019-2033 emitido por la Secretaría de Energía (SENER), determinó, en el Capítulo I denominado "Introducción", numeral 13, como uno de los principios y acciones prioritarias que guían dicho Programa, establecer un equilibrio responsable en las tarifas eléctricas en relación a los costos, tanto del porteo (transmisión-distribución), como del respaldo de generación; así como de los precios de los combustibles, coordinar el diseño de metodologías y tarifas eléctricas, que permitan la rentabilidad y desarrollo sostenible de la industria eléctrica en su conjunto; así como de un servicio eléctrico de calidad y precio adecuado para los usuarios; y competitivo para la economía nacional; y

## **CONSIDERANDO**

**PRIMERO.** Que, de conformidad con los artículos 28, párrafo octavo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal y 1, 2, fracción II, 3, 41, fracción III, y 42 de la LORCME, la Comisión es una dependencia de la Administración Pública Federal Centralizada con carácter de Órgano Regulador Coordinado en Materia Energética, con

personalidad jurídica propia, autonomía técnica, operativa y de gestión, que tiene a su cargo, entre otras atribuciones, las previstas en la LIE y demás disposiciones jurídicas aplicables.

Por otro lado, los artículos 25 párrafo quinto, 27 párrafo sexto y 28 párrafo cuarto, señalan que el sector público tendrá a su cargo de manera exclusiva las áreas estratégicas, dentro de las que se encuentra el servicio público de transmisión y distribución de energía eléctrica, actividad que llevará a cabo la Nación, determinando la forma en que los particulares podrán participar.

**SEGUNDO.** Que, conforme a los artículos 22, fracciones I y III, 41, fracción III, y 42 de la LORCME, la Comisión tiene entre sus atribuciones las de emitir sus actos y resoluciones con autonomía técnica, operativa y de gestión, así como vigilar y supervisar su cumplimiento, regular y promover, entre otras: (i) el desarrollo eficiente de la generación de electricidad, los servicios públicos de transmisión y distribución eléctrica, la transmisión y distribución eléctrica que no forma parte del servicio público y la comercialización de electricidad; (ii) promover la competencia del 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.

**TERCERO.** Que, en términos de lo dispuesto por los artículos 2, párrafo segundo, y 6 de la LIE, la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), así como el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, son áreas estratégicas. En estas materias el Estado mantendrá su titularidad; asimismo, corresponde al Estado establecer y ejecutar la política, regulación y vigilancia de la industria eléctrica a través de la SENER y la Comisión, en el ámbito de sus respectivas competencias.

Asimismo, el Transitorio Décimo inciso c) del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, y los artículos 12, fracción III y 27 de la

LIE disponen la facultad de la Comisión para regular en materia de tarifas de porteo de transmisión y distribución, y establecer las condiciones generales para la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, así como de resolver sobre su modificación, dentro de las cuales se consideran las correspondientes a tarifas aplicables.

**CUARTO.** Que, el artículo 64 de la LTE determina que en materia de Energías Limpias se dará prioridad a la diversificación de la matriz energética, tomando en cuenta en todo momento la situación de las finanzas públicas, las condiciones presupuestarias vigentes y considerando condiciones de sustentabilidad económica de las políticas públicas que se implementen.

Por su parte, el artículo 66 de la LTE establece que, para promover la inversión en la generación de electricidad con Energías Limpias para el cumplimiento de las Metas en materia de Energías Limpias y Eficiencia Energética, la SENER, en coordinación con la Comisión y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), recomendarán mecanismos o programas, tales como el porteo tipo estampilla postal, en términos compatibles con las Reglas del Mercado.

**QUINTO.** Que, el Transitorio Décimo Segundo de la LIE establece que los instrumentos vinculados a los CIL se respetarán en los términos de la LSPEE hasta la conclusión de la vigencia de los contratos respectivos, entre ellos, el porteo estampilla. Conforme al artículo 3 fracción XIII de la LIE, los CIL son contratos de interconexión o contratos de compromiso de compraventa de energía eléctrica para pequeño productor celebrado o que se celebra bajo las condiciones vigentes con anterioridad a la entrada en vigor de la LIE.

**SEXTO.** Que, las bases 10.8.2 incisos (a), (b) y (d), así como 10.8.3 inciso (b) de las Bases del Mercado Eléctrico, publicadas en el DOF el 8 de septiembre de 2015, disponen que la administración de los CIL estará a cargo del Generador de Intermediación que la SENER determine, el cual representará a las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga

correspondientes ante el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), con estricto apego a los procedimientos establecidos en las Reglas del Mercado y, calculará el costo o ingreso neto que resulte del cumplimiento de los términos de los CIL, así como el costo o ingreso neto que resulte de la representación de las Centrales Eléctricas y los Centros de Carga en el MEM.

**SÉPTIMO.** Que el numeral 2.2.2, inciso (b), fracción (i) del Manual de Contratos de Interconexión Legados, publicado en el DOF el 13 de mayo de 2016, señala que el CIL para Centrales Eléctricas de energía renovable o cogeneración eficiente, aprobado por la Comisión bajo el nombre “Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente”, mediante resolución RES/067/2010 del 18 de marzo de 2010, considera entre otras particularidades, el Servicio de Transmisión, que permite que el titular o representante del CIL utilice la Red Nacional de Transmisión y/o la Red General de Distribución para transportar energía eléctrica desde su fuente de producción de energía hasta sus centros de consumo.

**OCTAVO.** Que, el numeral 2.3.1 incisos (m), fracción (ii) y (q) del Manual de Contratos de Interconexión Legados, establece como uno de los derechos de los titulares de los CIL, respetar el porteo bajo la metodología de estampilla postal, en los términos previstos por los mismos contratos, la LSPEE y demás disposiciones emanadas de la misma, así como recibir el Servicio de Transmisión conforme al Convenio de Transmisión correspondiente.

Al respecto, el inciso (p) del referido numeral, dispone que la administración del porteo se realiza por el Generador de Intermediación, de tal forma que los Transportistas y Distribuidores no administran dicho servicio directamente ante los titulares de CIL.

**NOVENO.** Que, la CLÁUSULA DÉCIMA TERCERA, fracción XIII.1 del Modelo de Contrato de Interconexión contenido en el anexo de la Resolución número RES/067/2010, establece que si el Permisionario requiere usar el SEN para llevar energía eléctrica desde su Fuente de

Energía hasta sus Centros de Consumo, solicitará el Servicio de Transmisión al Suministrador y, que en caso de resultar factible el servicio, las partes celebrarán un Convenio, para lo cual se estará a lo establecido por la Comisión en la Metodología de Transmisión.

**DÉCIMO.** Que, la CLÁUSULA SEXTA del Modelo de Convenio de Transmisión contenido en el anexo de la Resolución número RES/067/2010, señala que el pago total mensual por el Servicio de Transmisión que hará el Permisionario, se calculará conforme a lo establecido en la Metodología de Transmisión.

**UNDÉCIMO.** Que, los cargos correspondientes a los Servicios de Transmisión, contenidos en la Resolución número RES/066/2010, se expidieron tomando en consideración la estructura y condiciones operativas de la industria eléctrica en ese momento, consistentes en: una integración vertical de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica, y la planeación y el control operativo del SEN, actividades realizadas por la CFE conforme a lo establecido en los artículos 1 y 6 de la LSPEE; una matriz de generación de energía eléctrica concentrada en fuentes fósiles de energía; y, un esquema tarifario diseñado para reflejar las variaciones en los precios de los combustibles y la inflación.

A partir de la reforma constitucional en materia de energía publicada en el DOF del 20 de diciembre del 2013, la industria eléctrica inició un proceso de reestructuración que implicó, entre otros aspectos: la separación de las actividades de la industria eléctrica, la creación del MEM y la creación del CENACE como encargado del control operativo del SEN y de la operación del MEM, así como un esquema tarifario basado en el reconocimiento de los costos eficientes en los que se incurra por la prestación del servicio eléctrico.

Por lo anterior, la Comisión considera necesario reconocer en los cargos por el Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente a precios de 2018 los costos eficientes por la

prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica con la finalidad de que aseguren pagos justos y proporcionales por parte de los titulares de los CIL por el uso de la red eléctrica.

**DUODÉCIMO.** Que, la Metodología de Transmisión contenida en el anexo de la Resolución número RES/066/2010, prevé en su numeral 1.3 cumplir, entre otros, con los objetivos siguientes: i) cumplir con la política energética del país; ii) promover el desarrollo de proyectos a partir de fuentes renovables de energía y cogeneración eficiente; iii) facilitar la evaluación de los cargos por Servicios de Transmisión a través de metodologías directas; iv) asegurar pagos justos y proporcionales por parte de los Permisionarios de generación de energía eléctrica que utilicen los Servicios de Transmisión; y, v) diseñar un régimen predecible, estable y transparente que ofrezca flexibilidad y no imponga cargas innecesarias a las empresas.

**DECIMOTERCERO.** Que, de acuerdo con el numeral 3.3 de la Metodología de Transmisión, los cargos por Servicios de Transmisión en los Tres Niveles de Tensión incluyen los costos relacionados con: (i) el uso de la infraestructura, (ii) las pérdidas, (iii) los servicios conexos a la transmisión y (iv) el cargo fijo por administración del Convenio.

Asimismo, el numeral 3.4 de la referida Metodología establece que, para cada Punto de Carga, el cargo por el Servicio de Transmisión será el resultado de sumar los cargos para cada uno de los Niveles de Tensión de la infraestructura de conducción requerida, considerando un esquema de trayectoria radial que determine los Niveles de Tensión a utilizar. Dichos cargos serán determinados mensualmente por la Comisión de acuerdo con la fórmula establecida en el Anexo TB-RC del Contrato de Interconexión, el cual contempla el factor de ajuste por inflación como un elemento que se calcula cada mes calendario, a partir de la variación mensual de un índice de precios productor que se determina como un promedio ponderado de siete índices seleccionados del Sistema de Precios Productor, clasificación por origen de la producción total, base diciembre de 2003 = 100, notificados por el



Banco de México, o los que los sustituyan, ello conforme a lo dispuesto en el numeral 3.5 de dicha Metodología y el indicado Anexo.

**DECIMOCUARTO.** Que, mediante el oficio número CFE-ICL-890-2019 de fecha 14 de octubre de 2019, CFE ICL presentó a la Comisión la solicitud y propuesta de los cargos por la prestación del Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente. Notificando que la aplicación de los cargos por el Servicio de Transmisión, tanto para fuentes de energía convencionales como de energía renovable o cogeneración eficiente, entre otros factores, generan un déficit en su balance financiero, que en 2018 ascendió a 7,820 millones de pesos, de los cuales, el 46.7% (3,652 millones de pesos) corresponde a fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente. Asimismo, informó que la diferencia entre los cargos por el Servicio de Transmisión establecidos en la Resolución RES/066/2010, y los costos incurridos en el MEM por la prestación del Servicio de Transmisión, son la causa principal de dicho déficit.

**DECIMOQUINTO.** Que, conforme a lo establecido en el Transitorio Décimo Segundo de la LIE, el numeral 3.1.2, inciso (b) del Manual de Contratos de Interconexión Legados y el numeral 8.8.4, inciso (a) del Manual de Liquidaciones publicado en el DOF el 12 de enero de 2018, el déficit o superávit mensual que se genere por mantener las condiciones de los CIL, se distribuye entre todos los Participantes del Mercado distintos al Generador de Intermediación, en proporción a sus compras de energía física del mes.

**DECIMOSEXTO.** Que, el Órgano Regulador determinó que los cargos por el Servicio de Transmisión vigentes para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente son inequitativos y desproporcionados respecto a los costos actuales por la prestación del Servicio Público de Transmisión y Distribución. Observándose que, en promedio mensual, entre enero de 2016 y diciembre de 2019, los costos del servicio, conforme a las Tarifas Reguladas, son 388% mayores al cargo por el Servicio de Transmisión para la trayectoria radial Alta-Alta tensión; 374% mayores para Alta-Media tensión; y, 634% mayores para

Alta-Media-Baja tensión, consultables en la página de internet de esta Comisión.

**DECIMOSÉPTIMO.** Que, conforme a lo previsto por el artículo 33 fracción XXI segundo párrafo de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, mediante el oficio número SE-300/12046/2020, de fecha 17 de marzo de 2020, la Comisión solicitó a la SENER opinión respecto a la determinación de los cargos por la prestación del Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente, por nivel de tensión a precios de 2018.

**DECIMOCTAVO.** Que, mediante el oficio número SPT.E.200.185.2020 de fecha 25 de mayo de 2020, la SENER se pronunció a favor de continuar con la expedición de los cargos por la prestación del Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente, por nivel de tensión a precios de 2018, toda vez que éstos están alineados y adecuados a la Metodología de Transmisión.

**DECIMONOVENO.** Que, en atención a la solicitud presentada por CFE ICL, a la que se hace referencia en el Considerando Decimocuarto, así como lo señalado en los Considerandos Undécimo y Decimosexto, y con la opinión de la SENER, referida en el Considerando Decimoctavo anterior la Comisión estima necesario expedir los cargos por el Servicio de Transmisión de energía eléctrica para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente a precios de 2018, con base en la Metodología de Transmisión contenida en el anexo de la Resolución número RES/066/2010.

**VIGÉSIMO.** Que, los cargos por el Servicio de Transmisión que se señalan en el Considerando Decimonoveno anterior, se determinaron con base en la información disponible del sector eléctrico para el ejercicio 2018 de los costos por el uso de la infraestructura, las pérdidas, los servicios conexos a la transmisión y el cargo fijo por la administración del Convenio establecidos en el numeral 3.3 del Anexo de la Resolución número RES/066/2010.

**VIGÉSIMO PRIMERO.** Que, derivado de los cambios en la estructura y organización de la industria eléctrica señalados en el Considerando Undécimo, el componente del cargo por el Servicio de Transmisión correspondiente al costo por el uso de la infraestructura a precios de 2018, incluye el costo asociado a la operación del SEN, mismo que se reconoce mediante la Tarifa Regulada de operación del CENACE.

**VIGÉSIMO SEGUNDO.** Que, con el fin de brindar transparencia y certidumbre a los titulares de los CIL, y conforme a lo establecido en los objetivos de la Metodología de Transmisión, respecto a facilitar la evaluación de los cargos por el Servicio de Transmisión a través de metodologías directas y de un régimen predecible, estable y transparente, se anexa a la presente la memoria de cálculo empleada para determinar los cargos por el Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente a precios de 2018, conforme a la Metodología de Transmisión establecida en la Resolución número RES/066/2010.

**VIGÉSIMO TERCERO.** Que, tomando en cuenta lo establecido en los Considerandos Primero y Tercero, en el sentido de que es facultad de la Comisión regular las tarifas aplicables al Servicio Público de Transmisión y de Distribución y, para preservar y salvaguardar la prestación de estos servicios y el interés público que les es inherente, en tanto que su determinación y aplicación está destinada a fomentar el desarrollo del sector eléctrico, mediante esta Resolución se propicia un mercado competitivo con la implementación de tarifas adecuadas y equitativas a los costos erogados por la prestación de dichos servicios, efectuada la ponderación entre los intereses públicos y colectivos frente a los intereses particulares.

Por lo anteriormente expuesto y con fundamento en los artículos 28, párrafos cuarto y octavo de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos; Transitorio Décimo, inciso c) del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos del 20 de diciembre de 2013; 1, 2, fracción III y 43 Ter de la Ley Orgánica de la Administración Pública

Federal; 1, 2 fracción II, 3, 4 párrafo primero, 22, fracciones I, II, III, IV, XXVI, inciso a) y XXVII, 27, 41, fracción III y 42 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; 1, 2 párrafo segundo, 3, fracción XIII, 6, 7, 12, fracciones III, LII y LIII, 27 y Transitorio Décimo Segundo de la Ley de la Industria Eléctrica; 64 y 66 de la Ley de Transición Energética, 1, 2, 3, 12 y 13 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1, 2, 4, 7, fracción I, 12, 16, 18, fracciones I y XLIV del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía; la Comisión:

## **RESUELVE**

**PRIMERO.** Se expiden los cargos por el Servicio de Transmisión de energía eléctrica que aplicará CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V., a los titulares de los Contratos de Interconexión Legados con centrales de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente a precios de 2018, conforme a la Metodología de Transmisión establecida en la Resolución número RES/066/2010:

### **Cargos por el Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente por nivel de tensión, a precios de 2018**

| <b>Nivel de Tensión</b> | <b>Cargo<br/>(pesos/kilowatt-<br/>hora)</b> |
|-------------------------|---|
| Alta                    | 0.27857                                     |
| Media                   | 0.25865                                     |
| Baja                    | 0.89284                                     |

**SEGUNDO.** La Comisión Reguladora de Energía podrá determinar anualmente el cálculo de los costos empleados para la determinación de los cargos por el Servicio de Transmisión de energía eléctrica para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente establecidos en el Resolutivo Primero anterior.

**TERCERO.** Con fundamento en lo dispuesto por los artículos 25, fracciones V, VII y XI de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética; y 27, fracciones XIII y XLV, del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía, se instruye a la Secretaría Ejecutiva para que, en el ámbito de su competencia, notifique la presente Resolución, la cual surtirá sus efectos conforme a lo establecido en el artículo 38 de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo.

**CUARTO.** Se instruye a CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. para que publique en el Diario Oficial de la Federación los cargos establecidos en el Resolutivo Primero de la presente Resolución en un plazo no mayor a 10 días hábiles posteriores a que surta efectos la notificación de esta Resolución, e informe a la Comisión Reguladora de Energía sobre el cumplimiento de dicha instrucción. A partir de dicha publicación, los cargos establecidos en el Resolutivo Primero de la presente Resolución, sustituyen a los cargos previstos en la Resolución número RES/066/2010.

**QUINTO.** Conforme a lo previsto en el numeral 3.5 de la RES/066/2010, la Comisión Reguladora de Energía ajustará mensualmente los cargos por el Servicio de Transmisión establecidos en el Resolutivo Primero, conforme al Anexo TB-RC del Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente, aplicando el valor del factor de ajuste por inflación del mes calendario de aplicación, el cual se determinará a partir del Índice Nacional de Precios Productor base julio 2019 = 100 publicado por el Instituto Nacional de Estadística y Geografía, o el que lo sustituya. Se instruye a la Secretaría Ejecutiva de la Comisión Reguladora de Energía a notificar mensualmente el valor de los mismos a CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. y al Centro Nacional de Control de Energía, dentro de los cinco días hábiles previos al mes de su aplicación.

**SEXTO.** Para efectos de lo anterior, la Comisión Reguladora de Energía, delega al Jefe de Unidad de Electricidad, la facultad de realizar los ajustes mensuales a los cargos por el Servicio de Transmisión establecidos en el Resolutivo Primero, conforme al Anexo TB-RC del Contrato de Interconexión para Centrales de Generación de Energía Eléctrica con Energía Renovable o Cogeneración Eficiente.


**SÉPTIMO.** Para efectos de su primera aplicación, los cargos del Servicio de Transmisión referidos en el Resolutivo Quinto anterior se aplicarán por CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V., a partir del primer día natural del mes inmediato posterior a la publicación en el Diario Oficial de la Federación de los cargos señalados en el Resolutivo Primero.

**OCTAVO.** La Comisión Reguladora de Energía incorpora como Anexo Único de la presente Resolución la memoria de cálculo empleada para determinar los cargos referidos en el Resolutivo Primero de la presente Resolución, que se tiene aquí reproducida como si a la letra se insertare formando parte integrante de la presente Resolución, y la publicará en su página de internet en un plazo de 10 días hábiles posteriores a la publicación de los cargos establecidos en el Resolutivo Primero anterior en el Diario Oficial de la Federación; asimismo, publicará mensualmente en dicha página, en un plazo de 5 días hábiles posteriores a la notificación referida en el Resolutivo Quinto anterior, la memoria de cálculo empleada para ajustar mensualmente los cargos por el Servicio de Transmisión para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente conforme al Anexo TB-RC .


**NOVENO.** Notifíquese la presente Resolución a CFE Intermediación de Contratos Legados S.A. de C.V. y al Centro Nacional de Control de Energía, y hágase de su conocimiento que el presente acto administrativo solo podrá impugnarse a través del juicio de amparo indirecto, conforme a lo dispuesto por el artículo 27 de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética.

**DÉCIMO.** Inscribáse la presente Resolución bajo el número **RES/893/2020**, en el Registro al que se refieren los artículos 22, fracción XXVI, inciso a), y 25, fracción X de la Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, 4, 16 y 27, fracciones XI y XII del Reglamento Interno de la Comisión Reguladora de Energía.

Ciudad de México, a 28 de mayo de 2020



Leopoldo Vicente Melchi García  
Comisionado Presidente



~~Norma Leticia Campos Aragón~~  
Comisionada



Hermilo Ceja Lucas  
Comisionado



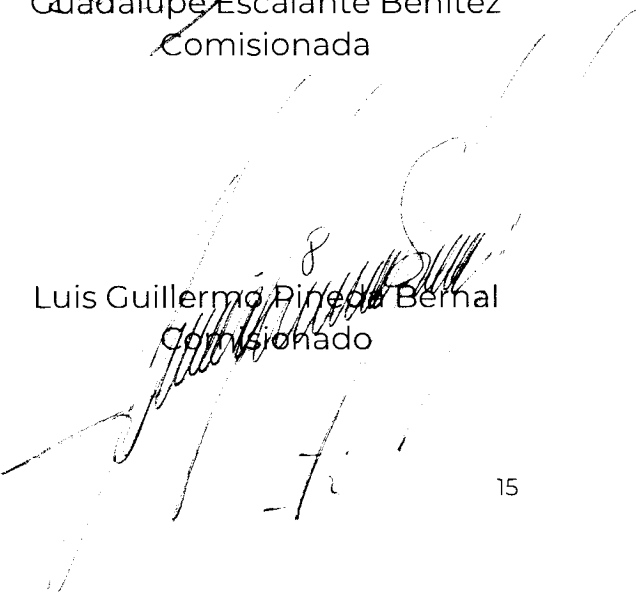
José Alberto Celestinos Isaacs  
Comisionado



Guadalupe Escalante Benítez  
Comisionada



Luis Linares Zapata  
Comisionado



Luis Guillermo Pineda Bernal  
Comisionado

**MEMORIA DE CÁLCULO DE LOS CARGOS POR EL SERVICIO DE  
TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA FUENTES DE ENERGÍA  
RENOVABLE O COGENERACIÓN EFICIENTE A PRECIOS DE 2018**

1. CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE O COGENERACIÓN EFICIENTE, A PRECIOS DE 2018..... 2
2. INSUMOS EMPLEADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS ..... 2



## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

### 1. CARGOS POR EL SERVICIO DE TRANSMISIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PARA FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE O COGENERACIÓN EFICIENTE, A PRECIOS DE 2018

| Nivel de Tensión | Uso de la infraestructura | Pérdidas | Servicios Conexos a la transmisión | Administración del Convenio | Cargo <sup>v/</sup> (\$/kWh) |
|------------------|---------------------------|----------|------------------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| Alta             | 0.24168                   | 0.03148  | 0.00540                            | 0.00001                     | 0.27857                      |
| Media            | 0.23131                   | 0.02542  | 0.00000                            | 0.00192                     | 0.25865                      |
| Baja             | 0.70023                   | 0.15888  | 0.00000                            | 0.03373                     | 0.89284                      |

<sup>v/</sup> El cargo se obtiene sumando los componentes de uso de la infraestructura, pérdidas, servicios conexos a la transmisión y administración del Convenio.

### 2. INSUMOS EMPLEADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS CARGOS

#### 2.1 COSTO POR EL USO DE LA INFRAESTRUCTURA

| Nivel de tensión | Costo (\$/kWh) |
|------------------|----------------|
| Alta             | 0.24168        |
| Media            | 0.23131        |
| Baja             | 0.70023        |

##### 2.1.1 Costo por el uso de la infraestructura en Alta Tensión

- a) Componente del costo por el uso de la infraestructura correspondiente a los consumidores en Alta Tensión

| Nivel de tensión (kV)   | Tarifa de transmisión <sup>v/</sup> (\$/kWh) | Proporción de energía <sup>2/</sup> |
|---|--|-------------------------------------|
| Transmisión (>=220 kV)  | 0.0696                                       | 0.1149                              |
| Subtransmisión (<220 kV)  | 0.1585                                       | 0.8851                              |
| <b>Componente del costo por el uso de la infraestructura correspondiente a los consumidores en Alta Tensión</b> | <b>0.1483</b>                                |                                     |

<sup>v/</sup>Tarifa regulada de transmisión en 2018 aplicable a consumidores (Fuente: DOF 29/01/2018); <sup>2/</sup> Energía entregada a los centros de carga incluidos en un Contrato de Interconexión Legado (CIL) para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente en 2018 (Fuente: CFE ICL).

- b) Componente del costo por el uso de la infraestructura correspondiente a los generadores en Alta Tensión

| Nivel de tensión (kV)  | Tarifa de transmisión <sup>v/</sup> (\$/kWh) | Proporción de Energía <sup>2/</sup> |
|------------------------|--|-------------------------------------|
| Transmisión (>=220 kV) | 0.0553                                       | 0.3861                              |

## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

|  |               |        |
|--|---------------|--------|
| Subtransmisión (<220 kV)   | 0.1002        | 0.6139 |
| <b>Componente del costo por el uso de la infraestructura correspondiente a los generadores en Alta Tensión</b> | <b>0.0829</b> |        |

<sup>11</sup> Tarifa regulada de transmisión en 2018 aplicable a generadores (Fuente: DOF 29/01/2018); <sup>12</sup> Energía generada por las centrales eléctricas incluidas en un CIL para fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente en 2018 (Fuente: CFE ICL).

### c) Componente del costo por el uso de la infraestructura correspondiente al costo por operación del CENACE

#### Tarifas de Operación del CENACE vigentes en 2018

| Periodo de vigencia          | Tarifa Generadores (\$/MWh) | Tarifa Cargas \$/MWh | Meses en vigencia | Tarifa ponderada Generadores (\$/MWh) | Tarifa ponderada Cargas (\$/MWh) |
|------------------------------|-----------------------------|----------------------|-------------------|---------------------------------------|----------------------------------|
| ene-feb 2018                 | 2.8644                      | 7.4864               | 2                 | 0.4774                                | 1.2477                           |
| mar-jul 2018                 | 2.3613                      | 6.1186               | 5                 | 0.9839                                | 2.5494                           |
| ago-dic 2018                 | 3.5187                      | 9.1257               | 5                 | 1.4661                                | 3.8024                           |
| <b>Tarifa ponderada 2018</b> |                             |                      |                   | <b>2.9274</b>                         | <b>7.5995</b>                    |

| Tarifa Regulada                                | Cargo (\$/kWh) |
|--|----------------|
| Operación del CENACE-Generadores <sup>13</sup> | 0.0029         |
| Operación del CENACE-Cargas <sup>13</sup>      | 0.0076         |

<sup>13</sup> Tarifa regulada de Operación del CENACE en 2018 (Fuente: Acuerdos A/068/2017, A/004/2018 y A/023/2018).

|  |                |
|--|----------------|
| <b>Costo por el uso de la infraestructura en Alta Tensión (\$/kWh)</b> | <b>0.24168</b> |
|--|----------------|

### 2.1.2 Costo por el uso de la infraestructura en Media Tensión

| División de distribución | Tarifa de distribución <sup>14</sup> (\$/KW-mes) | Ventas de energía eléctrica en 2018 <sup>15</sup> (GWh) | Proporción de energía facturada en 2018 |
|--------------------------|--|---|---|
| Baja California          | 83.98  | 5,986   | 0.068                                   |
| Bajío                    | 90.16  | 10,239  | 0.117                                   |
| Centro Occidente         | 142.82   | 2,323   | 0.027                                   |
| Centro Oriente           | 139.09   | 5,087   | 0.058                                   |
| Centro Sur               | 205.59   | 2,384   | 0.027                                   |
| Golfo Centro             | 114.82   | 2,936   | 0.034                                   |
| Golfo Norte              | 53.64  | 14,637  | 0.167                                   |
| Jalisco                  | 148.50   | 6,279   | 0.072                                   |
| Noroeste                 | 84.16  | 5,841   | 0.067                                   |
| Norte                    | 68.83  | 7,232   | 0.083                                   |

## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

|                        |        |               |              |
|------------------------|--------|---------------|--------------|
| Oriente                | 189.25 | 2,782         | 0.032        |
| Peninsular             | 84.18  | 4,925         | 0.056        |
| Sureste                | 134.22 | 2,252         | 0.026        |
| Valle de México Centro | 58.56  | 3,979         | 0.045        |
| Valle de México Norte  | 84.34  | 5,526         | 0.063        |
| Valle de México Sur    | 65.67  | 5,170         | 0.059        |
| <b>Suma</b>            |        | <b>87,578</b> | <b>1.000</b> |

<sup>1/</sup> Tarifa regulada de distribución en 2018 correspondiente a la categoría tarifaria GDMT (Fuente: DOF 18/01/2018); <sup>2/</sup> Ventas de energía eléctrica en 2018 asociadas a las categorías tarifarias GDMTH y GDMTO (Fuente: CFE SSB).

|   |                |
|---|----------------|
| <b>Horas de un mes promedio</b>   | <b>730.00</b>  |
| <b>Factor de Carga<sup>3/</sup></b>                                     | <b>56%</b>     |
| <b>Costo por el uso de la infraestructura en Media Tensión (\$/kWh)</b> | <b>0.23131</b> |

<sup>3/</sup> Factor de carga promedio de las categorías tarifarias GDMTH y GDMTO (Fuente: Anexo Único del Acuerdo A/038/2019).

### 2.1.3 Costo por el uso de la infraestructura en Baja Tensión

| División de distribución | Tarifa de distribución <sup>1/</sup><br>(\$/KWh-mes) | Ventas de energía eléctrica en 2018 <sup>2/</sup><br>(GWh) | Proporción de energía facturada en 2018 |
|--------------------------|--|--|---|
| Baja California          | 0.6250   | 781  | 0.057                                   |
| Bajo                     | 0.8586   | 1,276  | 0.093                                   |
| Centro Occidente         | 1.1529   | 694  | 0.050                                   |
| Centro Oriente           | 1.0861   | 871  | 0.063                                   |
| Centro Sur               | 1.2247   | 651  | 0.047                                   |
| Golfo Centro             | 1.0320   | 496  | 0.036                                   |
| Golfo Norte              | 0.7545   | 968  | 0.070                                   |
| Jalisco                  | 1.2396   | 1,248  | 0.091                                   |
| Noroeste                 | 0.7181   | 895  | 0.065                                   |
| Norte                    | 1.2020   | 621  | 0.045                                   |
| Oriente                  | 1.1905   | 776  | 0.056                                   |
| Peninsular               | 0.9108   | 789  | 0.057                                   |
| Sureste                  | 1.0543   | 914  | 0.066                                   |
| Valle de México Centro   | 0.5910   | 1,149  | 0.083                                   |
| Valle de México Norte    | 0.7690   | 767  | 0.056                                   |
| Valle de México Sur      | 0.7390   | 869  | 0.063                                   |
| <b>Suma</b>              |  | <b>13,766</b>  | <b>1.000</b>                            |

<sup>1/</sup> Tarifa regulada de distribución en 2018 correspondiente a la categoría tarifaria PDBT (Fuente: DOF 18/01/2018); <sup>2/</sup> Ventas de energía eléctrica en 2018 asociadas a la categoría tarifaria PDBT (Fuente: CFE SSB).

## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

|   |                |
|---|----------------|
| <b>Costo por el uso de la infraestructura en Baja Tensión (\$/kWh)<sup>1/</sup></b> | <b>0.70023</b> |
|---|----------------|

<sup>1/</sup> El cargo por uso de la infraestructura en Baja Tensión resulta de la diferencia entre los cargos calculados para Baja y Media tensión.

### 2.2 COSTO POR PÉRDIDAS

| Nivel de Tensión | Pérdidas técnicas (%) | Precio medio (pesos/kWh) | Costo (pesos/kWh) |
|------------------|-----------------------|--------------------------|-------------------|
| Alta             | 2.53                  | 1.2422                   | 0.03148           |
| Media            | 1.54                  | 1.6497                   | 0.02542           |
| Baja             | 7.56                  | 2.1007                   | 0.15888           |

#### 2.2.1 Porcentaje de pérdidas técnicas

##### a) Porcentaje de pérdidas técnicas para Alta Tensión

|  |         |
|--|---------|
| <b>Pérdidas Técnicas en Alta Tensión (GWh)</b> | 7,695   |
| <b>Energía ingresada en la red (GWh)</b>       | 311,363 |
| <b>Porcentaje de pérdidas técnicas (%)</b>     | 2.53    |

Fuente: Balance de Energía CFE Diciembre 2018 (CFE ICL).

##### b) Porcentaje de pérdidas técnicas para Media y Baja Tensión

###### Porcentaje de pérdidas técnicas reconocidas por división (%)

| División de distribución | Año Base | 2018 |
|--------------------------|----------|------|
| Baja California          | 4.2%     | 4.2% |
| Bajío                    | 7.9%     | 6.6% |
| Centro Occidente         | 6.1%     | 6.1% |
| Centro Oriente           | 5.2%     | 5.2% |
| Centro Sur               | 6.1%     | 6.1% |
| Golfo Centro             | 6.2%     | 6.2% |

###### Proporción de pérdidas técnicas en Baja y Media Tensión referidas a la energía ingresada en cada nivel de tensión

| División de distribución | Año Base <sup>1/</sup> |       | 2018 <sup>2/</sup> |       |
|--------------------------|------------------------|-------|--------------------|-------|
|                          | BT                     | MT    | BT                 | MT    |
| Baja California          | 0.056                  | 0.011 | 0.056              | 0.011 |
| Bajío                    | 0.099                  | 0.025 | 0.083              | 0.021 |
| Centro Occidente         | 0.071                  | 0.015 | 0.071              | 0.015 |
| Centro Oriente           | 0.065                  | 0.018 | 0.065              | 0.018 |
| Centro Sur               | 0.058                  | 0.022 | 0.058              | 0.022 |
| Golfo Centro             | 0.075                  | 0.017 | 0.075              | 0.017 |

## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

|                        |      |      |                        |       |       |       |       |
|------------------------|------|------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
| Golfo Norte            | 4.0% | 4.0% | Golfo Norte            | 0.063 | 0.011 | 0.063 | 0.011 |
| Jalisco                | 6.3% | 5.8% | Jalisco                | 0.085 | 0.013 | 0.078 | 0.012 |
| Noroeste               | 3.9% | 3.9% | Noroeste               | 0.040 | 0.013 | 0.040 | 0.013 |
| Norte                  | 5.1% | 5.1% | Norte                  | 0.048 | 0.026 | 0.048 | 0.026 |
| Oriente                | 8.7% | 6.9% | Oriente                | 0.094 | 0.024 | 0.074 | 0.019 |
| Peninsular             | 4.8% | 4.8% | Peninsular             | 0.056 | 0.020 | 0.056 | 0.020 |
| Sureste                | 9.6% | 7.5% | Sureste                | 0.081 | 0.037 | 0.064 | 0.029 |
| Valle de México Centro | 7.1% | 5.5% | Valle de México Centro | 0.098 | 0.009 | 0.076 | 0.007 |
| Valle de México Norte  | 9.5% | 7.4% | Valle de México Norte  | 0.151 | 0.007 | 0.118 | 0.006 |
| Valle de México Sur    | 6.2% | 5.3% | Valle de México Sur    | 0.082 | 0.011 | 0.070 | 0.009 |

Fuente: Anexo D del Acuerdo A/074/2015.  
Incluye pérdidas de Baja y Media Tensión.

<sup>1</sup> Proporción de pérdidas técnicas en Baja y Media Tensión estimado a partir de las pérdidas reportadas en el Balance de Energía 2014 (Fuente: CFE); <sup>2</sup> Proporción de pérdidas técnicas en Baja y Media Tensión estimadas a partir del porcentaje de pérdidas reconocidas para el 2018 en el Anexo D del Acuerdo A/074/2015.

### Pérdidas técnicas en Baja y Media Tensión referidas a la energía recibida en cada nivel de tensión

| División de distribución | Proporción de pérdidas técnicas |       | Proporción de la suma de la energía facturada |       | Ventas de energía eléctrica <sup>3/</sup> (GWh) |        |
|--------------------------|---------------------------------|-------|---|-------|---|--------|
|                          | BT                              | MT    | BT  | MT    | BT  | MT     |
| Baja California          | 0.059                           | 0.011 | 0.057   | 0.068 | 863   | 5,986  |
| Bajío                    | 0.090                           | 0.022 | 0.084   | 0.117 | 1,281   | 10,239 |
| Centro Occidente         | 0.076                           | 0.015 | 0.046   | 0.027 | 698   | 2,323  |
| Centro Oriente           | 0.069                           | 0.018 | 0.064   | 0.058 | 980   | 5,087  |
| Centro Sur               | 0.061                           | 0.023 | 0.045   | 0.027 | 685   | 2,384  |
| Golfo Centro             | 0.082                           | 0.017 | 0.033   | 0.034 | 503   | 2,936  |
| Golfo Norte              | 0.067                           | 0.011 | 0.066   | 0.167 | 1,001   | 14,637 |
| Jalisco                  | 0.084                           | 0.012 | 0.084   | 0.072 | 1,279   | 6,279  |
| Noroeste                 | 0.042                           | 0.013 | 0.060   | 0.067 | 911   | 5,841  |
| Norte                    | 0.051                           | 0.026 | 0.041   | 0.083 | 628   | 7,232  |
| Oriente                  | 0.080                           | 0.020 | 0.052   | 0.032 | 792   | 2,782  |
| Peninsular               | 0.060                           | 0.020 | 0.053   | 0.056 | 815   | 4,925  |
| Sureste                  | 0.068                           | 0.029 | 0.062   | 0.026 | 943   | 2,252  |
| Valle de México Centro   | 0.083                           | 0.007 | 0.112   | 0.045 | 1,714   | 3,979  |
| Valle de México Norte    | 0.133                           | 0.006 | 0.065   | 0.063 | 991   | 5,526  |
| Valle de México Sur      | 0.075                           | 0.009 | 0.077   | 0.059 | 1,167   | 5,170  |

|  |             |             |                   |               |               |
|--|-------------|-------------|-------------------|---------------|---------------|
| <b>Porcentaje de pérdidas técnicas en Baja Tensión (BT) y Media Tensión (MT)</b> | <b>7.56</b> | <b>1.54</b> | <b>Suma (MWh)</b> | <b>15,252</b> | <b>87,578</b> |
|--|-------------|-------------|-------------------|---------------|---------------|

<sup>3/</sup> Ventas de energía eléctrica en 2018 asociadas a las categorías tarifarias PDBT y GDBT para Baja Tensión; y, CDMTH y CDMTO para Media Tensión (Fuente: CFE SSB).

## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

### 2.2.2 Precio medio

| Conceptos  | Alta Tensión<br>DIT | Media Tensión<br>DIST | GDMTO  | Baja tensión<br>GDMTH | Suma          |
|--|---------------------|-----------------------|--------|-----------------------|---------------|
| Facturación de energía eléctrica <sup>v/</sup> (millones de pesos) | 17,407              | 41,176                | 38,503 | 145,476               | 183,979       |
| Volumen de energía eléctrica facturada <sup>2/</sup> (GWh)         | 13,269              | 24,959                | 17,754 | 69,825                | 87,578        |
| <b>Precio medio (\$/kWh)</b>                                       | <b>1.2422</b>       | <b>1.6497</b>         |        |                       | <b>2.1007</b> |

<sup>v/</sup> Productos facturados en 2018 (Fuente: CFE SSB); <sup>2/</sup> Ventas de energía eléctrica en 2018 (Fuente: CFE SSB).

|   |        |
|---|--------|
| <b>Tarifa de transmisión<sup>3/</sup> (pesos/kWh)</b> | 0.0696 |
|---|--------|

<sup>3/</sup>Tarifa regulada de transmisión en 2018 aplicable a consumidores en tensiones  $\geq$  220 kV (Fuente: DOF 29/01/2018).

### 2.3 COSTO POR SERVICIOS CONEXOS A LA TRANSMISIÓN

| Nivel de Tensión   | Costo (\$/kWh) |
|--------------------|----------------|
| Alta <sup>v/</sup> | 0.0054         |
| Media              | 0.0000         |
| Baja               | 0.0000         |

<sup>v/</sup> Tarifa regulada de Servicios Conexos no incluidos en el MEM en 2018 (Fuente: Acuerdo A/058/2017).

### 2.4 CARGO FIJO POR ADMINISTRACIÓN DEL CONVENIO

| Nivel de Tensión | Cargo (\$/kWh) |
|------------------|----------------|
| Alta             | 0.00001        |
| Media            | 0.00192        |
| Baja             | 0.03373        |

#### 2.4.1 Costos por la administración del Convenio

| Concepto  | Costo (\$) |
|---|------------|
| Costo de operación autorizado a CFE ICL en 2018 <sup>v/</sup> | 57,662,012 |
| Costo operativo promedio mensual de CFE ICL                   | 4,805,168  |

## ANEXO ÚNICO DE LA RES/893/2020

|   |             |
|---|-------------|
| Proporción del costo operativo promedio mensual asociado a centros de carga <sup>2/</sup> | <b>0.62</b> |
|---|-------------|

| Concepto  | Número de centros de cargas |
|---|-----------------------------|
| Número de centros de carga promedio mensual <sup>3/</sup> | <b>37,170</b>               |

|  |              |
|--|--------------|
| <b>Costo promedio mensual por centro de carga (\$/carga)</b> | <b>80.15</b> |
|--|--------------|

| Nivel de Tensión | Cargo fijo por administración del Convenio (\$/kWh) | Número de centros de carga promedio mensual <sup>4/</sup> | Energía promedio mensual <sup>5/</sup> (MWh) | Energía promedio mensual entregada por centro de carga (kWh/carga) |
|------------------|---|---|--|--|
| <b>Alta</b>      | <b>0.00001</b>                                      | 186   | 1,055,089                                    | 5,667,441  |
| <b>Media</b>     | <b>0.00192</b>                                      | 19,072  | 789,427                                      | 41,392   |
| <b>Baja</b>      | <b>0.03373</b>                                      | 17,554  | 39,451                                       | 2,247  |
|                  |   | <b>36,813</b>   | <b>1,883,966</b>                             | <b>51,177</b>  |

<sup>1/</sup>Costo autorizado a CFE ICL para 2018 (Fuente: Acuerdo A/003/2018); <sup>2/</sup>Estimación de la proporción de tiempo promedio mensual que se destina a la administración de cada una de las actividades asociadas a las cargas incluidas en un CIL (0.62) respecto al tiempo promedio mensual que se destina a la administración de un CIL (Fuente: CFE ICL); <sup>3/</sup>Número de centros de carga promedio mensual incluidos en un CIL en 2018 (Fuente: CFE ICL); <sup>4/</sup>Número de centros de carga promedio mensual en 2018, asociados a fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente (Fuente: CFE ICL); <sup>5/</sup>Energía promedio mensual entregada en 2018 a los centros de carga asociados a fuentes de energía renovable o cogeneración eficiente (Fuente: CFE ICL).