



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 219 DE 2020

(10 DIC. 2020)

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.”

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013, y en cumplimiento de las resoluciones 4 0072 del 29 de enero de 2018, 4 0483 del 30 de mayo de 2019 y 40142 del 21 de mayo de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.

CONSIDERANDO QUE:

Conforme a lo dispuesto por el artículo 8 del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo, y el artículo 32 de la Resolución CREG 039 de 2017, la Comisión debe hacer público en su página web todos los proyectos de resolución de carácter general que pretenda adoptar.

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión 1063 del 10 de diciembre de 2020, acordó hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.”

En el Documento CREG 175 de 2020 se exponen los aspectos que fundamentan las propuestas expresadas.

RESUELVE:

Artículo 1. Objeto. Hágase público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.”

Artículo 2. Presentación de comentarios, observaciones y sugerencias. Se invita a los usuarios, a los agentes, a las autoridades locales, municipales y departamentales, gremios, a las entidades y a los demás interesados, para que remitan sus observaciones o sugerencias sobre las propuestas contenidas en el proyecto de resolución adjunto hasta el 8 enero de 2021.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Las observaciones y sugerencias sobre el proyecto deberán dirigirse al director ejecutivo de la Comisión al correo electrónico creg@creg.gov.co en el formato anexo.

Artículo 3. Vigencia. La presente resolución rige a partir de su publicación en el *Diario Oficial*, y no deroga ni modifica disposiciones vigentes por tratarse de un acto de trámite.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Dado en Bogotá, D. C. **10 DIC. 2020**



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARIN
Director Ejecutivo

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

PROYECTO DE RESOLUCIÓN

Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de sus atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por las Leyes 142 y 143 de 1994, y en desarrollo de los Decretos 1524, 2253 de 1994, 2696 de 2004 y 1260 de 2013, y en cumplimiento de las resoluciones 4 0072 del 29 de enero de 2018, 4 0483 del 30 de mayo de 2019 y 40142 del 21 de mayo de 2020 del Ministerio de Minas y Energía.

CONSIDERANDO QUE:

El artículo 365 de la Constitución Política de Colombia señala que los servicios públicos son inherentes a la finalidad social del Estado, y es su deber asegurar su prestación eficiente a todos los habitantes del territorio nacional.

De conformidad con lo previsto en los artículos 1º, 2º y 4º de la Ley 142 de 1994, la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias constituyen servicios públicos esenciales, y el Estado intervendrá en los mismos a fin de, entre otros, garantizar la calidad del bien y su disposición final para asegurar el mejoramiento de la calidad de vida de los usuarios, así como su prestación continua, ininterrumpida y eficiente.

Le corresponde a la CREG, según el artículo 68 de la Ley 142 de 1994, señalar las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios, en los términos de la Constitución Nacional y la Ley, y definir el régimen tarifario con fundamento en los criterios establecidos para garantizar el cumplimiento de los fines de la intervención del Estado en la prestación de los servicios públicos, y conforme a la política pública del Gobierno Nacional.

La Ley 142 de 1994, en sus artículos 9 numerales 1º, 2º, 135, 144 y 146, establece una serie de disposiciones asociadas con la medición, el equipo de medida y el consumo dentro de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el marco de la relación usuario - empresa, incluyendo una serie de derechos y deberes en cabeza de los usuarios y/o suscriptores, así como de las empresas en esta materia.

Mediante la Ley 1715 de 2014 se adoptaron reglas para promover la gestión eficiente de la energía, entendida como el conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de la implementación de medidas de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

eficiencia energética¹ y respuesta de la demanda. A través de dicha norma, en sus artículos 1°, 7° y 8°, se estableció lo siguiente sobre el uso eficiente de la energía:

- La entrega de excedentes a la red de distribución o transporte, por parte de los usuarios que la produzcan principalmente para atender sus propias necesidades (usuarios autogeneradores).
- Sistemas de medición bidireccional².
- Mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes de la energía producida por los usuarios a pequeña escala, en los que se podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de sus consumos y de las entregas a la red.
- Procedimientos sencillos de conexión y entrega de excedentes para viabilizar que los anteriores mecanismos puedan ser implementados, entre otros, por usuarios residenciales.
- Venta de los créditos de energía de los que se hacen acreedores los usuarios por los excedentes de energía entregados a la red de distribución, derechos que podrán negociarse con terceros, según las normas que la CREG defina para tal fin.
- Respuesta de la demanda, mediante cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos.

De acuerdo con lo anterior, a través de dicha Ley se establecieron políticas y mecanismos de gestión eficiente, entre los cuales se incluye la utilización de medidores con características técnicas que hagan posible gestionar el servicio de energía eléctrica en la forma y oportunidad establecidas por las autoridades que, de acuerdo con el artículo 370 de la Constitución Política, tienen a su cargo la definición de las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.

Atendiendo lo dispuesto en dicha norma, el Decreto 1073 de 2015 en su artículo 2.2.3.2.4.6 consagra que, con el fin de promover la gestión eficiente de la energía, el Ministerio de Minas y Energía establecerá e implementará los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición, así como la gradualidad

¹ Eficiencia Energética. Es la relación entre la energía aprovechada y la total utilizada en cualquier proceso de la cadena energética, que busca ser maximizada a través de buenas prácticas de reconversión tecnológica o sustitución de combustibles. A través de la eficiencia energética, se busca obtener el mayor provecho de la energía, bien sea a partir del uso de una forma primaria de energía o durante cualquier actividad de producción, transformación, transporte, distribución y consumo de las diferentes formas de energía, dentro del marco del desarrollo sostenible y respetando la normatividad vigente sobre el ambiente y los recursos naturales renovables.

² Para el desarrollo de esos mecanismos de gestión, se previó la utilización de medidores bidireccionales, esto es, de contadores “...que acumulen la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente”.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

con la que se deberán poner en funcionamiento; todo lo cual se llevará a cabo con fundamento en los estudios técnicos que sus entidades adscritas elaboren.

En desarrollo de estas normas, el Ministerio de Minas y Energía expidió la Resolución 40072 de 2018, modificada por las resoluciones 40483 de 2019 y 40142 de 2020, con las que se adoptaron mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés), entendida como *“la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica”, que integra “hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida”.*

De acuerdo con lo dispuesto en estos actos administrativos la infraestructura de medición avanzada procura los siguientes objetivos:

- Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.
- Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.
- Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.
- Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios.
- Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- Promover la eficiencia en los costos de prestación del servicio de energía eléctrica y facilitar que se alcancen niveles de pérdidas eficientes

En este mismo acto administrativo, en su artículo 6, establece que la CREG determinará las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Adicionalmente, se establece que la Comisión determinará: i) los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, considerando la independencia e imparcialidad para el desarrollo de esas actividades, para lo cual puede tener en cuenta en primer lugar al operador de red; y, ii) los esquemas de remuneración de los costos eficientes de las inversiones y funcionamiento asociados, para la implementación de la infraestructura de medición avanzada; iii) los requisitos de ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos que garanticen un adecuado funcionamiento de la infraestructura AMI; iv) los requisitos y procedimientos para el acceso a la información de AMI por parte de otros agentes del sector que la requieran.

Ahora bien, dentro de la Resolución 40072 de 2018 se consideró, dentro de los lineamientos de política energética, que el Operador de Red sería el responsable de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada. Sin embargo, la Resolución 40483 de

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

2019 dejó la determinación de los responsables de esas actividades a la CREG, sujeta a que esa responsabilidad se considere, en primer lugar, en cabeza del OR, y que la designación de un agente diferente se sustente en análisis técnico-económicos.

Por otra parte, el artículo 9 de la Resolución MME 4 0072 de 2018 determina que la CREG deberá adoptar los ajustes regulatorios con el fin de remunerar mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica, o establecerá los esquemas requeridos para remunerar, las inversiones y funcionamiento asociados a la implementación de AMI. Esta disposición, en adición a lo señalado en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, según el cual la CREG podrá definir nuevas actividades o eslabones en la cadena de prestación del servicio y modificar las fórmulas tarifarias durante su vigencia cuando ello sea estrictamente necesario y motivado en la inclusión de nuevos agentes, actividades o tecnologías; considerar la modificación de metodologías tarifarias de remuneración de comercialización o distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con lo dispuesto en las normas citadas de la Ley 142 de 1994, Ley 1715 de 2014, así como en los desarrollos de política de los decretos y resoluciones referidas, se considera que:

- i. El concepto de medición o medida a que hace referencia la Ley 142 de 1994 deja de estar ligado únicamente al consumo del usuario, para incorporar elementos adicionales como la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión, entre otros;
- ii. La medición deja de estar centrada únicamente en el medidor. Además de la unidad de medida, se incorporan elementos adicionales como: a) la comunicación bidireccional; b) la integración de hardware; c) software; d) arquitectura de redes de comunicaciones.
- iii. Finalmente, el buen funcionamiento del medidor deja de estar ligado exclusivamente a su capacidad de registrar los consumos, toda vez que, atendiendo el desarrollo hecho por la política pública, el buen funcionamiento está asociado a la existencia de una infraestructura de medición avanzada que permita la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con capacidad de almacenamiento y transmisión.

En relación con lo establecido en los artículos 9, 144, 145 y 146 de la Ley 142 de 1994, la interpretación de los conceptos de derecho a la medición, equipo de medida, medida y consumo se debe hacer en el contexto histórico en el que se lleva a cabo a la aplicación de dichas normas.

De un lado, el artículo 9.1 de la Ley 142 de 1994 hace referencia a la medición como derecho de los usuarios del servicio público, derecho que incluye la posibilidad de emplear los instrumentos de medida que la tecnología haya hecho disponibles. En ese sentido, la Comisión entiende que el desarrollo de la infraestructura de medición avanzada permite obtener beneficios en relación con el funcionamiento de las redes y la eficiencia en la prestación del servicio.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Además, se entiende que el alcance y aplicación de los artículos 135 y 144 frente a la medición y los equipos de medida deben quedar dentro del contexto de lo que la política energética ha considerado como medición avanzada. Lo anterior, bajo la premisa de que el consumo es el elemento principal del precio que se cobra por la prestación del servicio.

El cumplimiento de los objetivos de política energética y la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, previstos en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 1073 de 2015 y las Resoluciones MME 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020, exigen la reorganización del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica. En el nuevo esquema, los medidores deben servir, entre otros, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, nuevas tecnologías, entre otros. En el mediano y largo plazo, permitirán que el usuario asuma la gestión de su consumo de energía eléctrica, a través de los mecanismos previstos en esa normativa. Para lograr esto es necesario que los medidores funcionen bajo las condiciones tecnológicas requeridas por el nuevo esquema de prestación del servicio, lo cual implica la posibilidad de cambiar los medidores actuales³.

En relación con esto, la Ley autoriza la exigencia del reemplazo de los medidores en los eventos que allí se disponen. Esto también incluye que los datos derivados de la medición avanzada y el uso de la infraestructura de medición, ya no solo son de interés del usuario o de la empresa, como parte de una relación contractual o de derechos de particulares, sino que atienden consideraciones de interés general, asociados con el control, la prestación eficiente del servicio y la gestión eficiente de la energía.

Bajo la consideración de que la medición hace parte de la prestación del servicio y no se trata de una actividad cuya gestión esté reservada al usuario, la infraestructura de medición avanzada (incluyendo los medidores) conforman un bien esencial empleado para la prestación del servicio. La infraestructura de medición avanzada debe entonces servir a los fines de la prestación eficiente del servicio exigidos en los artículos 365 y 370 constitucionales, en especial, a los de la gestión eficiente de la energía, a través de los distintos mecanismos definidos en la Ley 1715 de 2014. Esto implica beneficios al Sistema Interconectado Nacional, a los agentes que hagan uso de esa infraestructura, a los usuarios, a las demás empresas prestadoras del servicio, a las autoridades y a otros terceros que desarrollen actividades complementarias para la prestación del servicio.

Adicionalmente, con respecto a que la regulación atienda, además de lo dispuesto en la Ley, los lineamientos, orientaciones y políticas en materia de

³ De conformidad con lo definido en el artículo 14 de la Ley 142 de 1994, esos bienes no hacen parte de la acometida y al tenor de lo definido en el artículo 656 del Código Civil, tampoco son inmuebles por adhesión, dado que no se trata de bienes que se incorporen de manera permanente al inmueble en el que se presta el servicio. Por el contrario, son bienes que pueden ser retirados, temporal o definitivamente, en los casos previstos en la ley.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

política por parte del Gobierno Nacional, la jurisprudencia⁴ ha precisado lo siguiente:

“Las Comisiones de Regulación están facultadas para expedir actos administrativos, los cuales podrán ser revocados o reformados por el Presidente de la República; contra dichos actos proceden los recursos previstos en la ley previstos para los actos administrativos; sin importar que dichos actos sean de carácter general o particular, deben supeditarse a todas las formalidades previstas para tal efecto en el Código Contencioso Administrativo; sobre estos actos puede ejercerse los pertinentes controles de carácter administrativo y judicial; y **estos actos o decisiones están en un todo sujetos a la ley, a los reglamentos que expida el Presidente y a las políticas que fije el Gobierno Nacional en la respectiva área.** (...)

Las Comisiones de Regulación se encuentran adscritas a un Ministerio y por tanto están subordinadas a las orientaciones y políticas del correspondiente ministro, quien funge como jefe de la administración de sus respectivas dependencias. Ello sin olvidar que es el Presidente de la República la suprema autoridad administrativa.” (Resaltado fuera de texto)

La presente decisión busca dar cumplimiento a los fines y objetivos en materia de medición avanzada de la política energética, dentro de las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Entre otros, se trata de los objetivos y fines establecidos en el artículo 4° de la Resolución 40072 del 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, modificada por las resoluciones MME 40483 de 2019 y 40142 de 2020; en el marco de lo establecido en las Leyes 142 de 1994 y 1715 de 2014, así como los lineamientos asignados a esta Comisión en dicho acto administrativo. Las leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012 establecen las normas generales del hábeas data y se regula el manejo de la información contenida en bases de datos personales, así como aquellas para la protección de dichos datos. La regulación para la implementación de la infraestructura de medición avanzada debe incluir condiciones que garanticen el cumplimiento de estas reglas, particularmente aquellos asociados a los de titular, operador o usuario de la información, en el marco de sus actividades, así como los roles de todos aquellos agentes que actúen dentro del esquema de medición avanzada.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 85 de la Ley 143 de 1994, las decisiones de inversión en distribución de energía eléctrica constituyen responsabilidad de aquellos que las acometan, quienes asumen en su integridad los riesgos inherentes a la ejecución y explotación de los proyectos. En este sentido, todas aquellas decisiones tomadas por los agentes para la implementación de la infraestructura de medición avanzada son responsabilidad de quienes las asumen.

En este sentido, la Comisión expidió la Resolución CREG 131 de 2020 “la cual se ordena hacer público el proyecto de resolución “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada

4 Corte Constitucional, Sentencias C-1162 de 2000 y C-263 de 2013.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

en el SIN”. Mediante Resolución CREG 150 de 2020”, se amplió el plazo para comentarios a dicha propuesta regulatoria.

Dentro del plazo previsto en las resoluciones CREG 131 y 150 de 2020 la Comisión recibió los siguientes comentarios a la propuesta regulatoria:

No.	Radicado	Remitente	No.	Radicado	Remitente
1	E-2020-008677	Tebsa	39	E-2020-009858	Potencias y Tecnologías Incorporadas
2	E-2020-008779	Santiago Jaramillo	40	E-2020-009861	Freddy Martinez
3	E-2020-008918	Engie	41	E-2020-009862	Maximino Leal
4	E-2020-008919	Engie	42	E-2020-009864	CNO
5	E-2020-008922	Primestone	43	E-2020-009870	Ecopetrol Energía
6	E-2020-008928	QI Energy	44	E-2020-009873	CAC
7	E-2020-008929	Hector Urrea	45	E-2020-009874	Putumayo
8	E-2020-008930	SIC	46	E-2020-009878	Acce
9	E-2020-009000	Incomelec	47	E-2020-009879	Wmsas
10	E-2020-009001	Laila Velasquez	48	E-2020-009880	Gecelca
11	E-2020-009002	José Fernando Plata	49	E-2020-009882	Honeywell
12	E-2020-009428	Siemens	50	E-2020-009883	Epm
13	E-2020-009626	Cedenar	51	E-2020-009884	Enertotal
14	E-2020-009734	Enel Emgesa	52	E-2020-009885	David Arias
15	E-2020-009712	Enel Codensa	53	E-2020-009888	Cluster de energía del Suroccidente
16	E-2020-009714	Isagen	54	E-2020-009889	Negawatt
17	E-2020-009749	Primestone	55	E-2020-009890	Metrum
18	E-2020-009750	Tebsa	56	E-2020-009893	Inpel
19	E-2020-009797	Hannext	57	E-2020-009894	Federacion vocales de control
20	E-2020-009790	EAFIT	58	E-2020-009900	Ebsa
21	E-2020-009790	Vocales Región Centro	59	E-2020-009901	Laila Lucia Velasquez
22	E-2020-009807	Emcali	60	E-2020-009902	Jose Plata Puyana
23	E-2020-009815	CIF	61	E-2020-009905	Celsia
24	E-2020-009826	Colombia inteligente	62	E-2020-009906	Gratia SAS
25	E-2020-009827	Gestión Energetica	63	E-2020-009908	Eep
26	E-2020-009828	Liga Nacional de Usuarios de los Servicios Públicos Domiciliarios	64	E-2020-009912	Onac
27	E-2020-009830	Trilliant	65	E-2020-009913	Enel Codensa
28	E-2020-009831	Organización Terpel	66	E-2020-009914	Corporación efinetico
29	E-2020-009833	Asocodis	67	E-2020-009915	Bolsa Mercantil de Colombia
30	E-2020-009834	Electricaribe	68	E-2020-009916	Dicel
31	E-2020-009839	Andesco	69	E-2020-009917	Diceler
32	E-2020-009841	Ebsa	70	E-2020-009927	Gecelca
33	E-2020-009845	Asoenergia	71	E-2020-009936	Incomelec
34	E-2020-009846	Vatia	72	E-2020-009948	Applus
35	E-2020-009847	Acolgen	73	E-2020-009967	Celsia
36	E-2020-009849	XM	74	E-2020-009950	Aciem
37	E-2020-009854	Ecopetrol Energía	75	E-2020-010008	Gremios unidos
38	E-2020-009855	Ceo	--	--	--

En el Documento CREG 175 de diciembre de 2020 se transcribe el cuestionario, se dan respuesta a los comentarios recibidos a la propuesta de la Resolución CREG 131 de 2020 y se exponen los aspectos que fundamentan las propuestas expresadas.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

RESUELVE :

TÍTULO I. DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Objeto. Mediante esta resolución se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional, SIN, para lo cual, se determinan los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada; se establecen lineamientos con respecto a los requisitos de interoperabilidad, ciberseguridad, manejo, uso y protección de datos que garanticen un adecuado funcionamiento de AMI; se establecen elementos en cuanto a los requisitos y procedimientos para el acceso a la información de AMI, el seguimiento de su implementación, y elementos con respecto a cómo se debe llevar a cabo su remuneración.

Artículo 2. Ámbito de Aplicación. Esta resolución aplica a comercializadores, generadores y operadores de red en el sistema interconectado nacional, SIN, a quien lleve a cabo las actividades del Gestor Independiente de Datos e Información, GIDI, y a los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el SIN.

Las disposiciones aquí consignadas serán aplicables para todos los usuarios regulados y no regulados, autogeneradores y generadores distribuidos, por lo que las empresas deberán incorporarlas en los contratos de condiciones uniformes y dentro de los contratos particulares de prestación del servicio de energía eléctrica respectivamente.

El despliegue de AMI considera el reemplazo de los medidores tradicionales de los usuarios regulados en un mercado de comercialización, por medidores avanzados, así como la instalación de medidores avanzados a nuevos usuarios regulados; de acuerdo con el plan que se le apruebe al OR. En el evento en el que un usuario regulado tenga medidor avanzado y posteriormente sea considerado como No Regulado, el OR deberá continuar con todas las obligaciones de la misma manera que le corresponde con los usuarios regulados de su mercado.

Artículo 3. Definiciones. Para la interpretación y aplicación de esta resolución, se tendrán en cuenta, además de las definiciones establecidas en las leyes 142 y 143 de 1994, en las Resoluciones MME 4 0072 de 2018 y 4 0483 de 2019, y en las resoluciones vigentes de la CREG, las siguientes:

Datos de energía eléctrica: Es el conjunto de información relacionada con la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica. Se incluyen, además de los registros de voltaje, corriente, consumo o producción de energía activa y reactiva periódicos, las tarifas del servicio, los relacionados con ausencia/presencia de tensión, cantidad y duración de las interrupciones del servicio y todas aquellas alarmas o señales que indiquen cambios en las condiciones del medidor avanzado, así como la programación del medidor avanzado incluyendo el software/firmware de operación del medidor y su posible

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

actualización sin afectar la parte metrológica y los saldos de energía en los casos de los medidores con función de prepago. En adelante se denominan *datos*.

Dentro de estos datos se deberán tener en cuenta la existencia de aquellos que tengan la calidad de datos personales en el marco de la Ley 1581 de 2012 y sus disposiciones reglamentarias, para lo cual en estos casos se debe atender lo dispuesto en estas normas por parte de los agentes que adquieran la calidad de responsables o encargados del tratamiento de datos personales.

Los datos de energía eléctrica que no tengan la categoría de datos personales y la información producida a partir de ellos corresponden a información directamente relacionada con la prestación del servicio público domiciliario.

Datos personales: son aquellos datos de energía eléctrica que cumplan con lo establecido en la Ley 1581 de 2012 y sus disposiciones reglamentarias.

GIDI: Es la persona prestadora de servicios públicos domiciliarios, organizada en los términos del artículo 15 de la Ley 142 de 1994, encargada de realizar las funciones de gestión independiente de datos e información y funciones independientes de intercambio, gestión, integración, analítica y valor agregado de datos e información y aquellas determinadas en el artículo 13.

Infraestructura de Medición Avanzada, AMI (por sus iniciales en inglés): Según la definición de la Resolución 4 0072 de 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, es la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y redes de comunicaciones que, en conjunto, permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.

Medidor tradicional: Medidor instalado en el domicilio del usuario final que no cuenta con las funcionalidades mínimas definidas en el artículo 15.

Medidor avanzado de energía eléctrica, medidor avanzado: Según la definición de la Resolución 4 0072 de 2018 expedida por el Ministerio de Minas y Energía, es el dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con una frecuencia diaria y que hace parte de AMI. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y la operación del sistema, y la gestión de pérdidas y de la calidad del servicio.

Operador de red de STR y SDL, OR: persona encargada de la planeación de la expansión, las inversiones, la operación y el mantenimiento de todo o parte de un sistema de transmisión regional, STR, o sistema de distribución local, SDL, incluidas sus conexiones al sistema de transmisión nacional, STN. Los activos pueden ser de su propiedad o de terceros. Para todos los propósitos son las empresas que tienen cargos por uso de los STR o SDL aprobados por la CREG. El OR siempre debe ser una empresa de servicios públicos domiciliarios. La

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

unidad mínima de un SDL para que un OR solicite cargos por uso corresponde a un municipio.

Último suspiro: Funcionalidad de los medidores avanzados de energía eléctrica o del sistema de medición avanzada, que consiste en informar, dependiendo del medio de comunicación utilizado, que se ha producido una interrupción en el suministro eléctrico.

Usuario: persona natural o jurídica que se beneficia con la prestación de un servicio público, bien como propietario del inmueble en donde este se presta, o como receptor directo del servicio. A este último se le denomina también consumidor o usuario final.

Artículo 4. Criterios generales. Las condiciones generales establecidas para el despliegue de AMI tendrán en cuenta los siguientes criterios generales:

- a. El OR es el encargado de realizar el análisis de eficiencia, sustentando técnicamente de manera rigurosa y suficiente los costos, los beneficios y el resultado neto para una zona específica.
- b. El despliegue de la solución de AMI se ejecutará siempre y cuando los análisis, adecuadamente fundamentados, identifiquen que el beneficio supera los costos incurridos.
- c. La solución de AMI deberá diseñarse de manera óptima según los requerimientos de cada mercado de comercialización.
- d. El usuario tendrá la posibilidad de escoger, en el tiempo establecido para ello, entre las alternativas interoperables, si reemplaza el medidor a su costo.
- e. En el caso en el que el usuario permita que el OR reemplace el medidor, el usuario no asumirá ningún costo adicional por dicho reemplazo.
- f. El OR deberá adoptar las medidas necesarias para garantizar la seguridad y preservación del buen estado de los equipos que están bajo su responsabilidad. Para esto, el OR podrá solicitar al comercializador que en el contrato de condiciones uniformes se incluyan obligaciones, por parte del usuario, de informar sobre anomalías del medidor o de compartir su custodia en los casos en los que el medidor no se encuentre en zonas de fácil acceso o desde el exterior del inmueble.
- g. Los OR y el GIDI deberán implementar los esquemas de ciberseguridad necesarios para proteger los datos.
- h. Los OR y el GIDI deberán garantizar la interoperabilidad de todos los equipos involucrados en AMI, permitiendo que los sistemas tengan protocolos abiertos. Así mismo, la solución escogida por los OR para AMI debe ser escalable y flexible.
- i. Los OR deberán garantizar una amplia difusión del programa de reemplazo de equipos de medida a todos los usuarios del SIN. Los comercializadores, en

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

caso que lo consideren pertinente podrán, a su costo, adelantar estas actividades de manera conjunta con los OR.

- j. El GIDI será la fuente principal para que los comercializadores facturen a sus usuarios y los usuarios, a la vez que puedan visualizar la información detallada de sus consumos y comparaciones respecto de otros usuarios, puedan revisar las tarifas y ventajas ofrecidas por la competencia y puedan gestionar, desde una sola plataforma de transacción virtual, el cambio de comercializador.
- k. Las inversiones en AMI no son consideradas como activos de uso. Tampoco hacen parte de las inversiones determinadas en los planes de inversión establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, ni se emplearán para evaluar su ejecución.
- l. El despliegue de AMI no deberá afectar la ejecución de los planes de inversión aprobados a los OR en aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018.
- m. Los OR, Comercializadores y el GIDI deberán garantizar la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los Datos.

TÍTULO II. DERECHOS Y DEBERES DE LOS USUARIOS

Artículo 5. Exigencias a los usuarios frente a los equipos de medida. Previo al inicio de la implementación de la infraestructura por parte de los OR, y de acuerdo con los planes que sean presentados a la Comisión, las empresas no podrán exigir, en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos de energía eléctrica, que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada. Lo anterior, sin perjuicio de lo consignado en el artículo 6.

Para estos efectos, se deberá llevar a cabo el ajuste a las condiciones uniformes de los contratos, e informar de dicha circunstancia a la CREG y a la SSPD.

Artículo 6. Propiedad de los equipos de medida avanzada. El equipo de medida será de propiedad de quien lo hubiere pagado, lo que se podrá efectuar de alguna de las siguientes formas, según la elección del usuario:

- a) Adquirir e instalar su propio medidor avanzado. El usuario tendrá la oportunidad de escoger, adquirir y coordinar con el OR la instalación del medidor avanzado que se encuentre dispuesto en los contratos de condiciones uniformes o en los contratos ofrecidos por los comercializadores que atienden en el mercado del OR al que se encuentre conectado físicamente.

Para este efecto, el usuario que figure como suscriptor o propietario del inmueble informará que quiere acogerse a este procedimiento de manera expresa y escrita al comercializador que lo atiende, de conformidad con el formato que este último establezca para tal fin.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Una vez determinado que el usuario se acoge a esta alternativa, el comercializador elegido por el usuario se realizará el procedimiento de conexión establecido en las resoluciones CREG 225 de 1997 y CREG 156 de 2011 o en aquellas que las modifiquen, complementen o remplacen.

En este caso, el usuario asumirá los costos de adquisición e instalación del medidor avanzado y será responsable de su custodia.

Los medidores incluidos en los contratos serán aquellos interoperables con la infraestructura de medición avanzada dispuesta por el OR.

- b) Reemplazar el medidor tradicional por un medidor avanzado por parte del OR. En el evento en que el usuario no acuda a la alternativa del literal anterior, el OR asumirá la responsabilidad y la totalidad de los costos de instalación del medidor avanzado y reemplazo del medidor tradicional, y será responsable de la custodia del medidor avanzado. En esta opción, el propietario del medidor avanzado será el OR y deberá entregar el medidor tradicional que desinstale al usuario que figure como usuario titular del servicio asociado con dicho medidor.

Parágrafo 1. En el caso de que se requiera efectuar algún tipo de normalización en la instalación del usuario de nivel de tensión 1, los costos asociados podrán ser gestionados por el OR mediante los fondos que manejan recursos públicos para tal fin o ser asumidos por el OR respectivo, en cuyo caso no podrán incluirse en ninguno de los cargos que remuneran la prestación del servicio, ni cobrarse directamente al usuario.

Parágrafo 2. Los comercializadores que atiendan usuarios en el sistema de distribución de un OR que inicia el despliegue de AMI deberán modificar sus contratos de condiciones uniformes o sus contratos particulares, para que se refleje la situación a) o la situación b), a más tardar dentro del mes siguiente contado a partir del inicio del plan.

Parágrafo 3. El usuario deberá facilitar el cambio del medidor. En caso contrario, se entenderá que se justificará la suspensión del servicio en los términos del artículo 146 de la Ley 142 de 1994.

Parágrafo 4. El OR, en la alternativa del literal b del presente artículo, deberá informar a los usuarios sobre los mecanismos existentes para llevar a cabo la disposición final de los equipos tradicionales en el marco de lo establecido en la Ley 1672 de 2013 y el Decreto 1076 de 2015 y hará parte de las actividades que se deben llevar a cabo dentro del plazo previsto en el artículo 7.

Artículo 7. Reemplazo de los equipos de medida. El reemplazo de los equipos de medida lo deberá efectuar el OR en coordinación con el comercializador que atienda a un usuario determinado y que así lo solicite, previa divulgación a los usuarios, según las fases de que trata el artículo 34 y con los equipos definidos por el OR.

Para tal efecto, el OR deberá notificar dicha acción al usuario a quien le va a reemplazar el medidor, con una anticipación mínima de tres (3) meses a la fecha prevista del cambio, para que el usuario pueda ejercer su derecho a la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

instalación de su propio medidor según lo establece el literal Artículo 6.a) del artículo 6. Vencido este término sin que el usuario se haya manifestado al respecto, se procederá al reemplazo anunciado por parte del OR.

En caso de producirse la manifestación del usuario con la aprobación para el reemplazo del medidor por parte del OR, en un plazo inferior a los tres meses mencionados, el OR podrá proceder a efectuar el reemplazo a partir de la fecha de dicha autorización.

Para el reemplazo o instalación de medidores avanzados se deberá cumplir con lo establecido en el artículo 47 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya y el comercializador que atienda al usuario podrá estar presente durante el procedimiento.

Parágrafo 1. Una vez realizado el reemplazo del medidor de un usuario por otro de medición avanzada, independientemente de su propiedad, el OR deberá registrar esta acción en el GIDI, momento a partir del cual se inicia la responsabilidad de reporte de información.

Hasta tanto las funciones del GIDI empiecen a ser desarrolladas por el agente que se seleccione para el efecto, el OR deberá mantener un listado de usuarios donde se registre la identificación del medidor instalado y la fecha de entrada en operación y deberá dar aplicación a lo establecido en el artículo 47.

Parágrafo 2. Cuando se requiera la reposición del medidor avanzado, el OR informará dicha acción al usuario a quien le va a reemplazar el medidor en la oportunidad establecida en el literal j) del artículo 11, oportunidad en la cual se podrá optar por las posibilidades establecidas en el artículo 6. También se deberá informar de esta situación al comercializador respectivo.

Artículo 8. Cambio de fronteras de agentes y usuarios. El OR deberá reemplazar los medidores tradicionales por avanzados a aquellos usuarios a los que su consumo se agregaba en una sola frontera comercial antes de la entrada en vigencia del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 dentro del plazo de la Fase I del plan de despliegue indicado en el artículo 34.

Durante los siguientes siete (7) días hábiles contados a partir del día de cambio efectivo del medidor, el representante de la frontera deberá solicitar la cancelación de la frontera que agrega y registrar las nuevas fronteras.

El registro de estas nuevas fronteras no implica el cambio de comercializador ni estará sujeto a los plazos, procedimientos y requisitos previstos en los artículos 3 a 8 de la Resolución CREG 157 de 2011. En consecuencia, el ASIC procederá a realizar el registro respectivo a nombre del comercializador que representaba la frontera que reemplaza, en un plazo no mayor a siete (7) días hábiles.

Parágrafo: Lo dispuesto en este artículo no aplica para las Fronteras de Comercialización para Agentes y Usuarios indicadas en las excepciones de los numerales 1 y 2 del artículo 14 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique o sustituya.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Artículo 9. Verificaciones de los sistemas de medición con medidores avanzados. Para los sistemas con medidor avanzado, el OR deberá realizar la verificación inicial de acuerdo con el procedimiento del artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

Los usuarios o los comercializadores podrán solicitar verificaciones extraordinarias a los sistemas de medición con medidores avanzados, para lo cual se aplicará el procedimiento de verificación establecido en el artículo 24 de la Resolución CREG 038 de 2014 o aquella que la modifique o sustituya.

En caso de requerirse la calibración de los medidores se debe cumplir con lo dispuesto en la Ley 142 de 1994 en cuanto al plazo máximo que un usuario puede estar sin medida.

En el caso de que el sistema de medida se encuentre conforme o el medidor avanzado se encuentre dentro de los rangos de exactitud determinados, el solicitante de la verificación sufragará los costos correspondientes al proceso. En caso de que el laboratorio de calibración acreditado encuentre que el medidor registra en rangos fuera de los permitidos o se identifiquen no conformidades en el sistema de medida, el OR será el responsable de los costos del proceso de verificación.

Los plazos para la programación de la verificación extraordinaria serán los señalados para las visitas de revisión conjunta de que tratan los artículos 47 y 48 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, adicione o sustituya.

Los resultados de la revisión en las fronteras comerciales con o sin reporte al ASIC, deberán consignarse en un acta y reposar en la hoja de vida del sistema de medición.

Parágrafo. El Comité Asesor de Comercialización, dentro de los seis meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberá actualizar el procedimiento técnico de verificación de los sistemas de medición de que trata el artículo 24 de la Resolución CREG 038 de 2014, con el fin de incluir los aspectos necesarios para verificar la correcta instalación y operación del medidor avanzado en la infraestructura de medición avanzada.

Artículo 10. Titularidad y tratamiento de los datos. El usuario y/o suscriptor es el titular de los datos de energía eléctrica que sean obtenidos del medidor avanzado, cuando estos tengan la calidad de datos personales.

Para el caso de las personas jurídicas, este mismo tratamiento y protección se debe dar por parte de los OR cuando se puedan afectar derechos de las personas naturales que la conforman.

Los OR y el GIDI deberán dar cumplimiento a las disposiciones previstas en la Ley 1581 de 2012 y demás disposiciones reglamentarias que le sean aplicables en materia de protección de datos personales.

En tal sentido, previamente al reemplazo o momento de la instalación del medidor avanzado, los OR en su calidad de responsable del tratamiento y/o

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

encargado del tratamiento de los datos personales, deberán informar a los usuarios sobre el tratamiento, recolección, uso, almacenamiento, circulación, divulgación y supresión de los datos, así como de la autorización requerida con el fin de que los datos que tengan la categoría de datos personales puedan ser utilizados para fines distintos a la prestación del servicio de energía eléctrica; para lo cual se deberá contar con el consentimiento, previo, expreso e informado del suscriptor y/o usuario para su utilización cuando así se requiera.

Para esto, cada OR, previamente al reemplazo y/o instalación de los equipos de medida, deberá contar con un esquema en donde: i) se establezca la forma como se va a llevar a cabo la aplicación de las normas sobre protección de datos personales en los datos de energía; ii) se lleve a cabo la clasificación de los datos de energía eléctrica y lo cual incluye la identificación de la existencia de datos personales dentro de los datos de energía eléctrica para que sea conocida por el usuario como titular de dicha información; iii) se definan los lineamientos para determinar el acceso y divulgación de los datos de energía eléctrica en información pública que no tengan la calidad de datos personales, y; iv) en general, la manera en la que se va a llevar a cabo el cumplimiento de la Ley 1581 de 2012 y sus disposiciones reglamentarias. Este esquema deberá ser publicado en la página web de cada agente previamente al inicio de implementación del esquema, por lo que no será posible el reemplazo de los equipos de medida sin el cumplimiento de esta obligación ni se podrá llevar a cabo el inicio del reemplazo de los equipos de medida.

Los consumos de los usuarios y el tratamiento de dichos datos, exclusivamente para efectos de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, como parte de la relación contractual usuario-empresa, no estarán sujetos al tratamiento de datos personales para efectos de facturación.

Cuando exista autorización por parte del usuario, esta deberá enviarse en medio electrónico al GIDI por parte del OR, para que allí se pueda almacenar y obtener la trazabilidad de dicha autorización y los posibles cambios relacionados con la autorización de los usuarios para el uso de sus datos con destino a otros usos.

En ningún caso, la no autorización del tratamiento de datos podrá ser utilizado para limitar la prestación del servicio público domiciliario o el cambio de comercializador.

TÍTULO III. RESPONSABILIDADES DE LOS PRESTADORES

Artículo 11. Responsabilidades del OR respecto de AMI. El OR tendrá la obligación de instalar, administrar, operar, mantener y reponer los equipos que hacen parte de AMI en su mercado de comercialización, para lo cual deberá:

- a) Someter a aprobación de la CREG el plan de despliegue de su mercado de comercialización, con la oportunidad indicada en el artículo 27 y con base en los criterios definidos en el artículo 26.
- b) Durante el mes siguiente al de aprobación del plan de despliegue, definir los equipos de medida que pueden ser utilizados por los usuarios y comunicar

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

a los comercializadores presentes en el mercado de comercialización el listado de equipos compatibles con la solución escogida.

- c) Informar a los usuarios, mediante medios masivos de comunicación y de manera recurrente, el inicio del despliegue de AMI, las características básicas de los equipos, los derechos de los usuarios, los beneficios de aplicación del esquema y su avance en la implementación.
- d) Coordinar con el comercializador que atiende al usuario la visita de revisión conjunta de acuerdo con los artículos 46 y 47 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.
- e) Instalar los equipos de medida definidos, conforme a las condiciones de despliegue aprobadas al OR.
- f) A partir de la fecha de instalación del medidor avanzado a un usuario, el OR será responsable por el sistema de medición instalado en la frontera comercial, con las obligaciones y responsabilidades definidas en el código de medida. Adicionalmente, también es responsable por la obtención de los datos de energía eléctrica y demás datos necesarios para hacer la adecuada facturación, por la veracidad de la información obtenida y por la entrega de los datos al GIDI en la forma determinada por dicho agente.
- g) El OR deberá realizar procesos de aseguramiento de la calidad de los datos de energía eléctrica obtenidos de los medidores para garantizar que el valor leído corresponde con la energía transferida en el punto de medición.
- h) La lectura de los medidores avanzados deberá efectuarse de tal manera que el 94% de los datos de un día (desde las 00:00 horas hasta las 23:59 horas) deben estar disponibles para su entrega al GIDI a partir de las 8:00 am del día siguiente al de registro. Mientras el GIDI entra en operación, el OR deberá disponer esta información, en el medio que haya determinado para tal fin, a partir de la 8:00 am del día siguiente al de registro.

En resolución posterior se determinarán métricas de calidad y disponibilidad de información adicionales.

- i) El OR deberá realizar procesos de aseguramiento de la calidad de los datos de energía eléctrica transferidos para que la información reportada al GIDI corresponda con los registros efectivamente realizados en el punto de medida del usuario.
- j) Reemplazar o reponer los equipos que presenten fallas en la medida o en su instalación, siempre que no sean propiedad del usuario, en un plazo máximo de un periodo de facturación.
- k) Entregar al GIDI los datos obtenidos de la lectura de los medidores avanzados velando por la integridad, confidencialidad y disponibilidad de los datos.
- l) Ante la eventual dificultad de obtener los datos de los medidores, distintos a las fronteras comerciales con reporte al ASIC, aplicar los mecanismos de estimación de lecturas propuestos por el Comité Asesor de Comercialización,

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

CAC, a partir de lo dispuesto en el artículo 146 de la Ley 142 de 1994 e informar al GIDI para que notifique al comercializador.

- m) Reportar trimestralmente los avances del despliegue de la infraestructura de medición avanzada al GIDI, en la forma dispuesta por la CREG para tal fin, considerando como mínimo la ubicación georreferenciada de los medidores avanzados, sus características técnicas, la meta establecida y las características básicas del usuario.
- n) Aclarar las observaciones que otros agentes presenten al GIDI sobre los datos publicados, en un plazo no mayor a 5 días hábiles posteriores al de publicación. Para el caso de fronteras con reporte al ASIC, este plazo será de 48 horas.
- o) Ejecutar el proceso de suspensión, corte y reconexión de un usuario de manera coordinada con el Comercializador.
- p) Leer los medidores de todos los usuarios regulados en su mercado de comercialización, independientemente de que tengan solución AMI o no y entregar los datos al GIDI a partir del mes siguiente a la actualización de los cargos aprobados para el mercado de comercialización, como consecuencia de la aplicación de la metodología que reemplace la establecida en la Resolución CREG 180 de 2014.
- q) Leer los registros de las transferencias de energía en las fronteras comerciales con reporte al ASIC ubicadas en su mercado de comercialización y entregar los datos al GIDI a partir del sexto año de inicio del plan. Para estas lecturas, el OR podrá cobrar los costos eficientes en los que incurra, siempre y cuando no sean usuarios regulados.
- r) Dar cumplimiento a las obligaciones y responsabilidades en materia de tratamiento y protección de datos personales.

Parágrafo 1. No obstante que se han asignado al OR las obligaciones respecto de AMI y las del presente artículo, estas son completamente independientes del desarrollo de la actividad de distribución de energía eléctrica de que trata la Ley 142 de 1994 y se deberá llevar contabilidad independiente para ello.

Parágrafo 2. Para efectos de lo establecido en el literal l), el CAC deberá remitir a la CREG, dentro de los cuatro meses posteriores al de entrada en vigencia de la presente resolución, los mecanismos a ser aplicados por todos los OR, para revisión y publicación.

Artículo 12. Responsabilidades del comercializador respecto de AMI. El comercializador de energía eléctrica tendrá las siguientes obligaciones respecto de AMI:

- a) Coordinar el cambio de equipos de medida con el OR que así lo requiera, siguiendo el procedimiento de la visita de revisión conjunta establecido en los artículos 46 y 47 de la Resolución CREG 156 de 2011 o aquella que la modifique, complemente o sustituya.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

En caso de que un comercializador no responda a la solicitud de cambio de medidor realizada por un OR en dicho período, estará sujeto a las condiciones que registre el OR en su acta de cambio del medidor avanzado.

- b) Efectuar las modificaciones a que haya lugar para el cumplimiento de lo establecido en la presente resolución, en los contratos de condiciones uniformes o dentro de los contratos particulares de prestación del servicio de energía eléctrica, a más tardar dentro de los dos meses siguientes al de la aprobación del plan de despliegue en el sistema donde desarrolle su actividad de comercialización.
- c) Acceder a los datos alojados en los sistemas de información del GIDI para efectos de realizar el proceso de facturación a sus usuarios.
- d) Coordinar con el OR el proceso de suspensión, corte y reconexión del servicio público domiciliario de energía eléctrica de un usuario.
- e) Entregar, con la periodicidad que sea requerida, la información de tarifas ofrecidas para el mercado regulado, por cada mercado de comercialización en los que participe, acorde con los formatos establecidos por el GIDI.
- f) Adelantar gestiones periódicas para actualizar la información de quienes son los usuarios de los domicilios en donde se lleva a cabo la prestación del servicio público de energía eléctrica y contar con herramientas para que los usuarios puedan llevar a cabo dicha actualización.
- g) El comercializador podrá informar a los usuarios, mediante medios masivos de comunicación y de manera recurrente, los derechos y deberes de los usuarios, los beneficios de la medición avanzada y avance en la implementación de AMI.

Artículo 13. Responsabilidades del GIDI. El GIDI tendrá la obligación de mantener los datos de energía eléctrica con la integridad entregada por el OR, confidencialidad y con una disponibilidad mínima requerida, para lo cual deberá:

- a) Instalar, administrar, operar, mantener y reponer el sistema de datos según las características y necesidades particulares de los usuarios de la información, asegurando la integridad, confidencialidad y disponibilidad de la misma según corresponda. La solución escogida debe ser flexible y escalable.
- b) Establecer los procedimientos y sistemas para el respaldo y recuperación de la información ante eventos en su infraestructura y servicios.
- c) Recibir y mantener los datos entregados por los OR y comercializadores a partir de su fecha de entrada en operación. El sistema de recibo de información del GIDI deberá emitir comprobantes con las características principales de la información entregada.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

- d) Determinar un procedimiento trazable de reemplazo de la información, el cual debe contar con notificaciones automáticas a las entidades de vigilancia y control según se requiera.
- e) Desarrollar e implementar un sistema de verificación automático de la información mediante la evaluación diaria de la coherencia de los datos reportados frente a valores típicos o históricos, tendencias, estacionalidad y las mediciones de los equipos de respaldo, que servirá a los comercializadores de energía en su proceso de análisis de desviaciones significativas previo a la facturación.
- f) Desarrollar una plataforma web de intercambio de información mediante la cual los usuarios de la información puedan acceder a la misma. Dicha plataforma deberá tener la posibilidad de ser consultada mediante dispositivos móviles, con la totalidad de funciones disponibles.
- g) Los datos que deben estar disponibles para su presentación al usuario y los demás agentes son:
 - i. Todas las transferencias de energía y demás variables registradas en el punto de medición, como máximo, una hora posterior al de su entrega por parte del OR. Los usuarios y los agentes podrán realizar consultas parametrizables de esta información.

La presentación de los datos debe permitir su compilación por franjas horarias, por tipo de día (hábil, sábado o festivo), semana del año y por mes.

Se debe disponer de ejercicios comparativos de los usuarios residenciales, donde se presente el consumo propio contra los promedios de los usuarios residenciales del mismo estrato ubicados en el mismo municipio y código postal.
 - ii. Los eventos de interrupciones del servicio, frecuencia y duración, discriminados por mes, con la posibilidad de identificar la información de cada evento con fecha y hora.
 - iii. Las tarifas de suministro de energía eléctrica y los servicios ofrecidos por los distintos comercializadores que atiendan en el mercado de comercialización del usuario que consulta, así como la valoración de la prestación del servicio dada por los usuarios.
- h) Diseñar e implementar la herramienta tecnológica que permita al usuario realizar el cambio de comercializador en línea, a través de la plataforma desarrollada por el GIDI para tal fin.
- i) Alojarse y consolidar los reportes de avance del despliegue de la infraestructura de medición avanzada por parte de los OR. El reporte deberá realizarse mediante una aplicación dispuesta por GIDI para transferencia electrónica de datos.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

- j) Establecer un sistema de producción de reportes e intercambio de información para entregar la solicitada por las autoridades competentes.
- k) Alojar y consolidar las autorizaciones para el tratamiento de datos personales enviadas por los OR.
- l) Informar oportunamente las indisponibilidades programadas de su infraestructura y establecer un plan de contingencia para no afectar sus procesos.

Parágrafo. Las responsabilidades y requisitos establecidos en este artículo podrán ser modificados, complementados o remplazados de acuerdo con la normatividad que se expida para regular la operación, selección y remuneración de GIDI.

Artículo 14. Cambio del responsable del sistema de medida. Según lo descrito en el literal f) del artículo 11, a partir de la fecha de instalación del medidor avanzado a un usuario, el OR será responsable por el sistema de medición instalado en la frontera comercial.

Independientemente de lo anterior, el OR será responsable del sistema de medida instalado en todas las fronteras comerciales de los usuarios regulados en su respectivo mercado de comercialización, con las obligaciones y responsabilidades definidas en el código de medida.

Los comercializadores deberán entregarle al OR la hoja de vida de los sistemas de medición y los documentos anexos a más tardar 6 meses a partir del inicio de la lectura de medidores de que trata el literal p) del artículo 11.

TÍTULO IV. REQUISITOS TÉCNICOS GENERALES

Artículo 15. Funcionalidades de AMI. Las funcionalidades mínimas de AMI que desplieguen los operadores de red corresponden a las establecidas en el artículo 5 de la Resolución 4 0072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía.

Adicionalmente, los medidores avanzados o los sistemas de medición avanzada deberán contar con la función de último suspiro.

En el caso de los puntos de medición en conexión semidirecta o indirecta no son requeridas las funcionalidades de conexión, desconexión, limitación del suministro de energía y prepago.

Parágrafo. La Comisión podrá solicitar funciones adicionales una vez inicien los planes de despliegue, considerando la evolución tecnológica de la infraestructura de medición avanzada.

Artículo 16. Requisitos del medidor avanzado. Las normas establecidas en el reglamento técnico metrológico aplicable a medidores de energía eléctrica expedido por la Superintendencia de Industria y Comercio serán de obligatorio cumplimiento para todos los medidores de energía eléctrica utilizados en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Adicionalmente, las unidades de medida deberán cumplir con lo dispuesto en el numeral 6.1 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC o la que la modifique o sustituya y deberán tener la capacidad de registrar mediciones con un intervalo de lectura de cada 15 minutos y guardar datos de los canales de energía, tensión y corriente durante un mínimo de 60 días corridos.

Parágrafo 1: Mientras se expide el reglamento técnico metrológico, se deberá cumplir lo dispuesto en el numeral 6.1.1.3 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC.

Parágrafo 2: El Comité Asesor de Comercialización, CAC, dentro de los nueve (9) meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución, deberá actualizar el formato de hoja de vida de los sistemas de medición requerido en el artículo 30 de la Resolución CREG 038 de 2014, con el fin de incluir todos aquellos aspectos técnicos de los medidores avanzados adicionales a los establecidos en el Anexo 6 de la Resolución CREG 038 de 2014.

Artículo 17. Requisitos de la Unidad Concentradora. En caso de que los OR empleen unidades concentradoras en AMI, dichas unidades deberán cumplir como mínimo con lo dispuesto en el numeral 6.2 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC o la que la modifique o sustituya.

Artículo 18. Requisitos del sistema de gestión y operación. Los sistemas de gestión y operación que empleen los OR en AMI deberán cumplir como mínimo con lo dispuesto en el numeral 6.3 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC o la que la modifique o sustituya.

Artículo 19. Requisitos de comunicaciones. Los sistemas de comunicaciones que empleen los OR en AMI deberán cumplir como mínimo con lo dispuesto en el numeral 6.4 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC o la que la modifique o sustituya.

Artículo 20. Requisitos de seguridad. La infraestructura de medición avanzada que despliegue el OR deberá cumplir como mínimo con lo dispuesto en el numeral 6.5 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC o la que la modifique o sustituya.

Adicionalmente se deberá cumplir como mínimo la suite uno (1) y la función de no repudio del estándar DLMS/COSEM relacionado en la norma IEC 62056.

En ningún caso es aceptado el uso de soluciones que transformen el esquema basado en protocolos abiertos a protocolos cerrados o propietarios.

Artículo 21. Interoperabilidad de AMI con GIDI. El OR será el responsable por la interoperabilidad de todos los equipos destinados a recopilar los datos y, en general, de la infraestructura de medición avanzada desplegada en su sistema.

El GIDI será el responsable de definir los mecanismos y metodologías bajo estándares reconocidos internacionalmente para la integración e intercambio de datos con los OR incluyendo políticas de ciberseguridad, de acuerdo con la resolución que se expida para tal fin.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Artículo 22. Demostración de la conformidad y seguridad de la información. Los OR y GIDI deberán implementar y mantener un sistema de gestión de la seguridad de la información para los procesos involucrados en la gestión de las mediciones con base en la norma ISO/IEC 27001.

En el caso del OR la certificación deberá obtenerse dentro de los 24 meses siguientes al inicio del plan de despliegue.

En todo caso, la Comisión podrá solicitar la demostración de la conformidad con la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por ICONTEC o la que la modifique o sustituya.

TÍTULO V. PLANES DE IMPLEMENTACIÓN

Artículo 23. Lineamientos generales: En la elaboración de los planes de despliegue, el OR deberá cumplir los siguientes lineamientos:

- a) **Análisis de eficiencia económica.** Deberá soportar el plan de despliegue con base en análisis que permitan evidenciar los beneficios a obtener y los costos previstos en la implementación de AMI, utilizando para ello información comprobable o justificando las variables supuestas.
- b) **Conciencia del público.** La divulgación de los programas debe realizarse con la anticipación suficiente, de manera objetiva, presentando los aspectos positivos y negativos en caso de identificarse, con material diseñado con lenguaje claro y enfatizando los beneficios de la información en línea obtenida con AMI.
- c) **Empoderamiento del usuario.** Con el objetivo de dar a conocer al usuario los detalles de la prestación del servicio y de proveerle información útil que le permita tomar mejores decisiones de consumo, de explicar las eficiencias que se obtendrán con la instalación de AMI y de establecer y robustecer los canales de comunicación con la ciudadanía; se deben diseñar estrategias de atención en línea a los usuarios que permitan resolver las situaciones presentadas en las distintas etapas de instalación y operación de AMI e incluso, que permitan conocer el procedimiento para efectuar el cambio de comercializador para aprovechar las condiciones de competencia.
- d) **Competencia y no abuso de posición dominante:** Considerando que en un mercado de comercialización pueden estar presentes varios comercializadores de energía, el despliegue de los medidores avanzados deberá ser completamente neutral e independiente del prestador del servicio que atienda a un usuario determinado.

Artículo 24. Elaboración del plan. Cada OR deberá elaborar un plan de implementación de AMI, con base en la ubicación y características de los usuarios conectados a su sistema y según los segmentos de mercado y criterios de valoración establecidos en el artículo 26.

El plan a presentar debe contener, como mínimo, los siguientes elementos:

- a) Características del mercado de comercialización.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

- b) Diagnóstico del parque de medidores instalado.
- c) Resultados del plan piloto.
- d) Descripción de las tecnologías apropiadas para el mercado y su justificación.
- e) Estrategias de divulgación.
- f) Cronograma de instalación.
- g) Estrategia de atención de inquietudes y reclamos asociados con la instalación y operación de AMI.
- h) Estructura contable en donde se van a reportar los costos, ingresos e inversiones.
- i) Análisis de riesgos y estrategias de mitigación.
- j) Análisis beneficio costo para el mercado y para cada uno de los segmentos en que el OR subdividió el sistema.
- k) Meta anual y total del plan a 2030 según los objetivos de política pública del artículo 8 de la Resolución MME 4 0072 de 2018, modificado por la Resolución MME 4 0483 de 2019.
- l) En caso de que se prevea realizar el desarrollo conjunto del diseño y la implementación de planes de despliegue, los OR deberán declarar el alcance de tales desarrollos.

Los OR deberán exponer, dentro de sus planes, la forma en que estos dan cumplimiento a los objetivos a que hace referencia las resoluciones 40072 de 2018 y 40483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía. En el evento en que estos criterios, por alguna razón, no sean compatibles, así deberán exponerlo, manifestando los argumentos que lo sustentan y deberán aplicar criterios de razonabilidad y proporcionalidad que justifiquen la prevalencia de uno de estos criterios, lo cual será analizado por la Comisión dentro de la evaluación de los planes.

Toda la información suministrada debe ser verificable, trazable, comprobable y suficiente para la aprobación de la solicitud.

Parágrafo 1. Un OR podrá desarrollar de manera conjunta con otro, tanto el diseño del plan como el despliegue. Independientemente del agente que diseñe y realice el despliegue, cada OR será responsable de las actividades asignadas en el mercado de comercialización donde opera.

Parágrafo 2. Los OR con más de 150.000 usuarios conectados a su sistema que realicen acuerdos con otro OR con menor número de usuarios y respecto del cual no tengan relación de control, para el desarrollo conjunto del diseño y la implementación de planes de despliegue, podrán aplicar lo dispuesto en el artículo 35.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Parágrafo 3. En caso de que un OR que a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución cuente con menos de 150.000 usuarios conectados a su sistema y decida presentar el plan de manera independiente, adicionalmente a los análisis de eficiencia económica a realizar por segmento de mercado, se deberá demostrar que la alternativa de despliegue individual presenta iguales o mejores condiciones económicas respecto de una alternativa de desarrollo conjunto con otro u otros OR.

Artículo 25. Requisitos del análisis beneficio costo. El análisis de beneficio costo que presente el OR, para el mercado de comercialización o los segmentos de mercado en los que se subdivide, debe contener como mínimo lo siguientes elementos:

1. Identificación de las partes interesadas:

- a) Usuarios (residencial/no residencial, autogenerador a pequeña escala/autogenerador a gran escala, nivel de consumo, urbano/rural, nivel de riesgo).
- b) Agentes (comercializadores, distribuidores, ASIC, LAC, CND, GIDI).
- c) Otras partes interesadas (sector de telecomunicaciones, gestión de información, SIC, Icontec).

2. Identificación de costos:

- a) Asociados a los elementos físicos del despliegue, en cumplimiento de los requisitos técnicos mínimos.
- b) Asociados a los elementos de software y otros intangibles dentro del despliegue.
- c) Asociados a gestión de información resultante de la implementación de AMI.
- d) Asociados a divulgación y estrategias de empoderamiento del usuario (al usuario, a las autoridades, a la prensa, al público general).
- e) Otros costos identificados.

3. Identificación de beneficios:

- a) En aspectos técnicos de la red (monitoreo en tiempo real, disminución de tiempos de respuesta en fallas, planeación de la red, aplazamiento de inversiones, optimización de la operación).
- b) En gestión de cartera.
- c) En lectura remota.
- d) En facturación.
- e) En conexión/desconexión remota.
- f) Para la gestión de pérdidas.
- g) Para la competencia en la actividad de comercialización.
- h) Para la prestación del servicio al usuario.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

- i) Para las autoridades de vigilancia y control.
- j) Otros beneficios identificados.

4. Supuestos necesarios para el análisis beneficio-costos:

- a) Tiempos de implementación.
- b) Retorno de la inversión.
- c) Costos de las inversiones.
- d) Condiciones o características de los mercados de comercialización.
- e) Características de software y hardware asociados a la implementación (Vida útil, tasas de falla de equipos, modelos de actualización).
- f) Otros supuestos que se requieran para las valoraciones de costos y beneficios.

Todos los supuestos deben estar presentados de manera explícita y sustentados por el OR. Para quienes no tengan la necesidad de efectuar supuestos, se podrá aportar la información real.

Parágrafo 1: La Comisión publicará, mediante Circular, el formato y metodología detallada para la presentación del análisis beneficio costo de que trata este artículo y que deberá hacer parte de la solicitud de aprobación del plan.

Parágrafo 2: Para efectos de los cálculos a que se refiere este artículo y cuya información base sea producto de las actividades de los comercializadores de energía eléctrica, este agente deberá suministrar la información en la forma definida en Circular aparte.

Artículo 26. Segmentos de mercado y criterios de valoración. El OR, a su criterio, deberá fraccionar el sistema que opera en varios segmentos, en donde deberá medir, para cada uno de ellos, las siguientes características con valores registrados al año anterior al de presentación del plan, o según la unidad de referencia particular definida, así:

- a) Indicador SAIDI.
- b) Indicador SAIFI.
- c) Dificultad de acceso a los medidores, entendida como la distancia promedio lineal desde la ubicación de los usuarios hasta el punto de atención comercial más cercano, existente al 31 de diciembre del año anterior al de presentación del plan.
- d) Cantidad de revisiones realizadas a equipos de medida.
- e) Cantidad de pérdidas técnicas y no técnicas, en kWh y porcentaje respecto de la energía de entrada.
- f) Costo de lectura anual de medidores, promedio por usuario.
- g) Cantidad de usuarios con suspensiones o cortes en los últimos 3 años.
- h) Cantidad de usuarios con consumos promedio mes iguales o superiores a 1.000 kWh.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN"

- i) Edad de medidores, promedio por segmento, al 31 de diciembre del año anterior al de presentación del plan.
- j) Cantidad de usuarios autogeneradores a pequeña escala.

El OR deberá efectuar un análisis beneficio costo por cada uno de los segmentos, y presentar el plan priorizando los segmentos donde se obtengan los mayores índices.

Parágrafo 1. La Comisión podrá aprobar el plan completo o fracción de él, considerando la evaluación global del sistema o de parte de sus segmentos.

Parágrafo 2. En el caso de que existan recursos públicos para financiar el plan, podrán tenerse en cuenta como menor costo en cada caso, pero deberá informarse de manera explícita.

Artículo 27. Presentación de planes. El OR deberá presentar a la CREG y al MME, el plan de implementación de AMI, para aprobación de la CREG, dentro de los ciento veinte (120) días calendario siguientes a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución.

La solicitud deberá ajustarse al procedimiento, contenido y formatos que la Comisión publique, vía circular, para tal fin.

Parágrafo. En este mismo plazo, los OR que no hayan efectuado pruebas piloto de que trata el artículo 29, deberán informar el cronograma de ejecución de dicho piloto. Finalizado el piloto, el OR dispone de ciento veinte (120) días calendario para presentar su solicitud.

Artículo 28. Asignación de agente responsable en ausencia de presentación de plan de implementación. Cuando un OR no someta a aprobación de la CREG la solicitud de aprobación del plan en el plazo previsto, la Comisión procederá a seleccionar otro agente, para que realice el despliegue de AMI en ese mercado.

Los recursos que remunerarán la inversión del agente que realice el despliegue deberán provenir de los ingresos del OR y de los comercializadores en ese mercado de comercialización, según lo dispuesto en el artículo 38.

La no presentación del plan representa un incumplimiento regulatorio.

Artículo 29. Plan piloto. El OR deberá ejecutar el proyecto piloto incluido en el plan de despliegue, con el fin de identificar el tipo de tecnología que se ajuste a su solución particular, para lo cual, como parte del diseño y presentación del plan, el OR deberá presentar las características de prueba y la justificación de los usuarios escogidos para dicho piloto, el cual deberá tener una duración mínima de seis (6) meses.

Los OR que hayan realizado pruebas piloto con anterioridad a la fecha de entrada en vigencia de la presente resolución durante un período mínimo de seis (6) meses, no estarán sujetos a la ejecución de un plan piloto adicional.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Artículo 30. Horizonte de planeación. La planeación del despliegue deberá tener en cuenta el periodo comprendido entre la fecha de presentación del plan y el 31 de diciembre de 2030.

El plan presentado para aprobación deberá contener las metas de despliegue para los primeros cinco (5) años.

Artículo 31. Inicio del plan. El plan de despliegue se podrá iniciar a partir del mes siguiente al de vigencia de la resolución particular que se lo apruebe o, como máximo, a partir de la fecha de la actualización de los cargos de comercialización aprobados para el mercado de comercialización.

Parágrafo. En el caso de que un OR, habiendo presentado plan, no obtenga aprobación, estará sujeto a la presentación de un nuevo plan, acorde con lo establecido en el artículo 24, a más tardar al finalizar el mes 24 contado a partir de la fecha que resuelva la solicitud inicial.

Artículo 32. Verificación de la ejecución del plan. La verificación de los planes de despliegue se realizará de acuerdo con la normatividad que se expida para tal fin.

Artículo 33. Modificación del plan. El plan podrá ser revisado cada dos (2) años, con las metas de los próximos cinco (5) años, para lo cual se deberá presentar la correspondiente solicitud considerando la actualización de la información suministrada inicialmente.

TÍTULO VI. DESPLIEGUE

Artículo 34. Fases de despliegue. El despliegue debe incluir, como mínimo las siguientes fases:

Fase I: tendrá una duración máxima de dieciocho (18) meses contados a partir de la fecha de inicio del plan donde, además de ajustar las condiciones uniformes de los contratos del servicio público de energía eléctrica a efectos de incluir las obligaciones, derechos y responsabilidades con respecto al despliegue del AMI, se deben reemplazar los medidores de usuarios regulados con consumos promedio, de los seis meses anteriores al de inicio del plan, iguales o superiores a 1.000 kWh mes y los medidores de los autogeneradores a pequeña escala conectados a la fecha de presentación del plan.

Fase II: tendrá una duración máxima de sesenta (60) meses, contados a partir de la fecha de inicio del plan, donde se debe instalar el 100% de los medidores definidos para dicho periodo en el plan aprobado. Este plazo podrá ser ampliado en la medida que se efectúen revisiones al plan.

Parágrafo 1. A partir de la fecha de inicio del plan, se le deberá instalar un medidor avanzado a los nuevos usuarios o a los usuarios cuyo medidor deba ser reemplazado y que pertenezcan a los identificados en cualquiera de las fases.

Parágrafo 2. Aquellos usuarios que no se encuentren en alguna de las fases de despliegue de AMI o aquellos que quieran anticipar su instalación respecto de la

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general "Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN"

fecha prevista para ello, podrán solicitar al OR la instalación del medidor avanzado asumiendo los costos respectivos.

El OR deberá publicar anualmente los costos eficientes del medidor avanzado y de la lectura del mismo.

Parágrafo 3. El diseño del sistema escogido por el OR debe considerar que a más tardar, en un término de veinticuatro (24) meses contados a partir de la vigencia de la presente resolución, el sistema comenzará a interoperar con el GIDI y en el entretanto debe cumplir lo dispuesto en el artículo 47.

TÍTULO VII. REMUNERACIÓN DEL PLAN

Artículo 35. Costo máximo del plan. El plan a presentar deberá considerar un costo anual máximo igual al 15% del costo base de comercialización aprobado para el respectivo mercado de comercialización, multiplicado por el número de facturas anuales correctamente expedidas por todos los comercializadores que atienden usuarios regulados en el mercado.

Estos recursos estarán disponibles a partir de la actualización de los cargos aprobados para el mercado de comercialización, como consecuencia de la aplicación de la metodología que reemplace la establecida en la Resolución CREG 180 de 2014.

El costo anual máximo podrá ser modificado por la Comisión con base en los resultados de la actualización de los cargos aprobados para el mercado de comercialización y podrá dar lugar al ajuste de los planes aprobados para incrementar las metas, siempre y cuando no implique aumento del costo de comercialización que enfrentaba un usuario antes de la actualización.

En un mercado de comercialización con más de 150.000 usuarios al que hace referencia el parágrafo 2 del artículo 24, se podrá mantener la remuneración de que trata este artículo durante un período de dos meses adicionales por cada OR de menos de 150.000 usuarios con el que desarrolle conjuntamente AMI y respecto del cual no tengan relación de control el OR de dicho mercado. Los ingresos adicionales recaudados deberán ser destinados a aumentar la cobertura del despliegue de AMI en el OR con más de 150.000 usuarios.

Parágrafo. La Comisión podrá autorizar unas metas de despliegue superiores a aquellas calculadas con base en el costo máximo establecido en este artículo, considerando los beneficios adicionales que el OR identifique y presente en su solicitud de aprobación.

Artículo 36. Gastos de AOM del OR. Se efectuarán los estudios requeridos para determinar las eficiencias obtenidas en la operación de la red, por objeto de la instalación de AMI para que estos recursos puedan hacer parte de la remuneración del despliegue.

Artículo 37. Liquidación y recaudo de los costos del despliegue. La Comisión adoptará los ajustes regulatorios, en resolución independiente, para el recaudo de los ingresos de que trata el artículo 35.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Artículo 38. Recursos para agente responsable en ausencia de presentación de plan de implementación. El agente responsable del despliegue en un mercado donde el OR no haya presentado el plan, recibirá su remuneración de acuerdo con lo establecido en los artículos 35 y 37.

Artículo 39. Incumplimiento de las metas de despliegue. La Comisión adoptará los ajustes regulatorios, en resolución independiente, para la devolución a los usuarios de los recursos destinados para el despliegue de la infraestructura que no se realizó.

TÍTULO VIII. GESTIÓN DE DATOS

Artículo 40. Gestión Independiente de Datos e Información. Atendiendo lo dispuesto en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, como parte de la actividad complementaria de medición avanzada dentro de la cadena de prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica se establece la actividad de Gestión Independiente de Datos e Información que consiste en recopilar, administrar, mantener, procesar, transferir y publicar los datos de energía eléctrica obtenidos de los medidores avanzados, y los resultantes de agregaciones o análisis en los términos requeridos en la regulación.

También incluye los procesos asociados con el diseño de la herramienta tecnológica que permita al usuario realizar el cambio de comercializador en línea, la garantía al acceso a la información de tarifas, así como de productos y servicios ofrecidos por los prestadores del servicio y las demás funciones que defina esta resolución y la regulación adicional donde se especifique el modelo de su remuneración.

Artículo 41. Gestor Independiente de Datos e Información, GIDI. Es la persona prestadora de servicios públicos domiciliarios, organizada en los términos del artículo 15 de la Ley 142 de 1994 y con objeto social de carácter cerrado, encargada de realizar las funciones de la actividad de gestión independiente de datos e información.

El agente que lleve a cabo el desarrollo de estas actividades deberá hacerlo de manera neutral, transparente, objetiva e independiente, para lo cual no podrá encontrarse en situación de control directo e indirecto, conflictos de interés o acuerdos con agentes que desarrollen alguna de las actividades de la cadena de prestación del servicio y sus actividades complementarias.

Artículo 42. Información esencial para la prestación del servicio. Los datos de energía eléctrica y los resultantes de agregaciones o análisis constituyen un bien esencial para la prestación del servicio público domiciliario.

Artículo 43. Titularidad de los datos. Los datos de energía eléctrica y los resultantes de agregaciones o análisis a los que el GIDI tenga acceso en ejercicio de sus funciones corresponden a información directamente relacionada con la prestación del servicio público domiciliario de energía .

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Artículo 44. Remuneración de la Gestión Independiente de Datos e Información. En resolución aparte, la Comisión definirá la regulación aplicable para la gestión independiente de datos e información, las condiciones para llevar a cabo sus servicios y la forma de remuneración.

Artículo 45. Selección del GIDI. El GIDI será escogido por la CREG como resultado de un proceso competitivo que será reglamentado en resolución aparte.

TÍTULO IX. TRANSICIÓN Y AJUSTES REGULATORIOS

Artículo 46. Ajustes regulatorios. La Comisión ajustará la regulación de carácter general dentro de todas las actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica, así como en materia de normas de derechos de los usuarios, a efectos de integrar y armonizar las disposiciones establecidas en la presente resolución.

Así mismo, la Comisión adoptará los ajustes y/o medidas regulatorias en materia tarifaria a efectos de establecer la forma como se remunerará la implementación de AMI.

Artículo 47. Acceso a las mediciones de usuarios con AMI. Mientras entra en operación del GIDI, los OR deberán poner a disposición de los usuarios y comercializadores, diariamente en su página web, los datos registrados antes de las 8 a.m. del día siguiente al del registro, y deberán garantizar el acceso a la información necesaria para que se realice la facturación.

El diseño de los formatos de suministro de información para su reporte a los usuarios y comercializadores, así como la información adicional que permita al usuario gestionar su consumo, serán determinados por el Comité Asesor de Comercialización, dentro de los 6 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Los formatos e información adicional serán enviados a la Comisión para su aprobación y publicación vía circular.

Adicionalmente, dentro de los dos meses siguientes al de inicio del plan, los OR deberán disponer de una aplicación para dispositivos móviles para el acceso de los usuarios a la información de sus mediciones, así como a la demás información determinada por el CAC.

Artículo 48. Acceso a las mediciones de usuarios sin AMI. Acorde con lo establecido en el literal p) del artículo 11, mientras un usuario no disponga de medición avanzada, el OR será el responsable por la lectura de su medidor y deberá enviar dicha información al comercializador que represente a dicho usuario en un término no superior a 24 horas posteriores al de recolección de la información, enviando toda la información leída necesaria para realizar la facturación.

El diseño de los formatos de suministro de información, reporte de las mediciones para los usuarios y para los comercializadores, así como la información adicional que permita al usuario gestionar su consumo, serán

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

determinados por el Comité Asesor de Comercialización, dentro de los 6 meses siguientes a la entrada en vigencia de la presente resolución.

Los formatos e información adicional serán enviados a la Comisión para su aprobación y publicación vía circular.

Artículo 49. Costos de medidores recientemente instalados. Dentro de los costos a tener en cuenta para el despliegue de un plan determinado, los OR deben tener en cuenta los costos de los medidores de medida directa que hayan sido instalados durante los 8 años anteriores al de su reemplazo, con el fin de devolver al usuario propietario la mitad del valor pagado por el medidor tradicional, acorde con los valores publicados por el comercializador en cumplimiento de lo dispuesto en la Resolución CREG 225 de 1997. Esto debe ser parte de la publicidad que se haga a los usuarios finales.

Artículo 50. Información de calidad del servicio. La información de calidad del servicio obtenida mediante AMI deberá ser utilizada en el cálculo de los indicadores de calidad del servicio de que trata la Resolución CREG 015 de 2018.

Esta información hace parte de la que debe ser publicada y dispuesta para consulta del usuario.

Artículo 51. Costo de suspensión y reconexión del servicio. A aquellos usuarios que dispongan de un medidor avanzando, ni el prestador del servicio ni el OR podrá cobrar la suspensión o reconexión del servicio.

Resuelta favorablemente una solicitud de reconexión del servicio o desaparecida la causa que dio origen a la suspensión del mismo, el OR deberá realizar la reconexión dentro de las dos horas siguientes.

Artículo 52. Prestación del servicio en la modalidad de prepago. Los comercializadores podrán ofrecer la modalidad de prestación del servicio prepago, de acuerdo con las disposiciones de la Resolución CREG 096 de 2004 o aquellas que las modifiquen o sustituyan, a los usuarios que dispongan de un medidor avanzando.

El OR y el comercializador deberán adoptar las medidas necesarias para disponer de la información del consumo neto y del restante prepago, en cualquier momento. Además, se deberá recibir una notificación con una anticipación de tres días anteriores al agotamiento estimado de la cantidad prepagada de energía eléctrica.

Artículo 53. Avances en la implementación de AMI. Al finalizar cada trimestre del año, los OR deberán enviar a la CREG un reporte de avance en la implementación de AMI, en los formatos que se definan para tal efecto, donde se deberá incluir, como mínimo, la ubicación georreferenciada de los medidores avanzados, sus características técnicas, los avances respecto de la meta establecida y las características básicas del usuario.

Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general “Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN”

Artículo 54. Vigencia. La presente resolución entra en vigencia una vez se publique en el *Diario Oficial*.

PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE

Firma del proyecto,



DIEGO MESA PUYO
Ministro de Minas y Energía
Presidente



JORGE ALBERTO VALENCIA MARÍN
Director Ejecutivo