

# Diagnóstico sobre el estado de la medición individual en el Sistema Interconectado Nacional – SIN

# 2021



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

Superintendencia Delegada  
para Energía y Gas

Dirección Técnica  
de Gestión De Energía

**Natasha Avendaño García**

*Superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios*

**Diego Alejandro Ossa Urrea**

*Superintendente Delegado para Energía y Gas Combustible*

**Ángela María Sarmiento Forero**

*Directora Técnica de Gestión de Energía*

**Diego Fernando Borda Tovar**

*Coordinador Grupo de Gestión Comercial en el Sistema Interconectado Nacional*

**EQUIPO DE TRABAJO**

Daniel Casas Bautista

Nelson Yesid González Castro

**Fecha de publicación: Junio de 2022**

## CONTENIDO

1.	INTRODUCCIÓN .....	6
2.	ACTUALIDAD NORMATIVA .....	6
3.	ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA .....	15
3.1	Resultados del diagnóstico de medición en el SIN 2020.....	15
3.2	Metodología para el diagnóstico de medición en el año 2021 .....	16
3.3	Definiciones .....	17
4.	DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN – AÑO 2021 .....	18
4.1	Medición del consumo facturado .....	20
4.2	Facturación por estimación del consumo.....	22
4.3	Suscriptores sin medidor .....	25
4.4	Peticiones, quejas y reclamos por concepto de medición .....	27
4.5	Fallas en los dispositivos de medida.....	30
4.5.1	Relación de PQR por fallas con el número de fallas reportado.....	33
4.6	Avance de proyectos AMI implementados en Colombia .....	35
4.6.1	Clasificación AMI en Colombia.....	37
4.7	Medición prepago .....	40
5.	SERVICIOS ADICIONALES.....	42
5.1	Precio de equipos de medida .....	42
5.2	Calibración de equipos de medida.....	44
5.3	Reconexión del servicio.....	45
5.4	Suspensión del servicio .....	46
5.5	Revisión e inspección de equipos de medida .....	47
6.	INFRAESTRUCTURA PARA REVISIÓN DE MEDIDORES .....	48
6.1	Laboratorios de calibración.....	48
6.2	Laboratorios de ensayo .....	50
7.	CONCLUSIONES .....	51
8.	RECOMENDACIONES .....	53
	ANEXO. Tablas adicionales.....	54

## LISTADO DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Distribución de los medidores de energía eléctrica en el SIN .....	20
Gráfica 2. Determinación del consumo facturado de energía eléctrica en el SIN .....	21
Gráfica 3. Niveles de estimación del consumo de energía – 2020 y 2021.....	23
Gráfica 4. Niveles de estimación del consumo de energía por empresa – 2021.....	24
Gráfica 5. Porcentaje de usuarios sin medidor de energía – 2020 y 2021.....	25
Gráfica 6. Usuarios sin medidor por empresa – 2021 .....	26
Gráfica 7. Evolución mensual de las PQR por concepto de medición – 2021 .....	27
Gráfica 8. Inconformidad en el consumo por cada 100.000 usuarios – 2021 .....	28
Gráfica 9. Inconformidad sobre cobros por promedio por cada 100.000 usuarios – 2021	28
Gráfica 10. Inconformidades sobre aforo de carga por cada 100.000 usuarios – 2021....	29
Gráfica 11. Inconformidades sobre recuperación de consumos por cada 100.000 usuarios – 2021 .....	30
Gráfica 12. Comparación del total de fallas para los años 2020 y 2021 para las empresas con más fallas reportadas.....	32
Gráfica 13. Número de fallas por empresa vs PQR por fallas .....	34
Gráfica 14. Evolución de la implementación de AMI. ....	37
Gráfica 15. Distribución de AMI por estrato – 2020 y 2021 .....	38
Gráfica 16. Distribución de AMI por empresa – 2021 .....	39
Gráfica 17. Distribución de medición prepago por sector – 2021 .....	41
Gráfica 18. Precios de medidores de energía eléctrica – 2021 .....	43
Gráfica 19. Precios de calibración de medidores de energía – 2021.....	44
Gráfica 20. Precios de reconexión del servicio durante el año 2021 .....	45
Gráfica 21. Precios de suspensión del servicio durante el año 2021.....	46
Gráfica 22. Precios de revisión de equipos de medida durante el año 2021 .....	48

## LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN.....	13
Tabla 2. Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN.....	13
Tabla 3. Decretos MME aplicables a la implementación de medición avanzada.....	14
Tabla 4. Conceptos SSPD sobre cambio de medidor .....	14
Tabla 5. Resumen de fallas por causal .....	30
Tabla 6. Tasa de PQR en relación a la cantidad de fallas por empresa. ....	34
Tabla 7. Potenciales beneficios de la implementación de AMI en el SIN.....	36
Tabla 8. Usuarios beneficiados de proyectos AMI – 2021.....	36
Tabla 9. Distribución de AMI por estrato – 2020 y 2021 .....	38
Tabla 10. Avance de los proyectos de AMI por empresa – 2021 .....	39
Tabla 11. Usuarios con medición prepago por empresa – 2021 .....	40
Tabla 12. Usuarios con medición prepago por empresa – 2021 .....	49
Tabla 13. Laboratorios de ensayo acreditados por la ONAC.....	50
Tabla 14. Siglas de las empresas comercializadoras de energía.....	54
Tabla 15. Tipo de determinación del consumo de energía eléctrica en el SIN – 2021 .....	54
Tabla 16. Promedio anual de usuarios según determinación del consumo por empresa – 2021 .....	55
Tabla 17. Tipo de PQR por concepto de medición de energía eléctrica en el SIN – 2021 .....	56
Tabla 18. PQR por concepto de medición de energía eléctrica – 2020 y 2021 .....	56
Tabla 19. PQR por tipología por cada 100.000 usuarios – 2021 .....	56
Tabla 20. Cantidad de fallas en medidores por ESP y causal – 2021 .....	57
Tabla 21. Detalle de la implementación de proyectos de AMI – 2021 .....	58
Tabla 22. Precios de medidores de energía eléctrica – 2021.....	59
Tabla 23. Precios de calibración de medidores de energía eléctrica – 2021 .....	60
Tabla 24. Precios de reconexión del servicio de energía eléctrica – 2021 .....	60
Tabla 25. Precios de suspensión del servicio de energía eléctrica – 2021.....	61
Tabla 26. Precios de revisión del servicio de energía eléctrica – 2021 .....	62

## 1. INTRODUCCIÓN

En el presente informe, la Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – SSPD, presenta los resultados del análisis efectuado sobre el estado de la medición del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional de Colombia durante el año 2021. El documento contiene avances de la normativa relacionada, los principales indicadores de micro y macromedición, los tipos de lectura, las fallas en los componentes que comprenden el sistema de medición, los niveles de reclamaciones de los usuarios sobre medición, y los avances en el despliegue de la infraestructura de medición avanzada en el SIN; lo anterior, durante la vigencia 2021.

El documento es resultado de las acciones de vigilancia adelantadas por la Superintendencia a través de la DTGE, que se vienen consolidando y presentado al público desde el año 2020<sup>1</sup> con lo cual se hace seguimiento al estado y condición de la medición, tanto a nivel de infraestructura como los procesos al proceso de medición de consumos, reclamaciones de usuarios, así como el comportamiento de otros cobros asociados con los procesos de medición que no se encuentran regulados. incluyendo aquellas con las empresas prestadoras frente a sus mejoras en los procesos de revisión y/o reemplazo de medidores (con énfasis en la implementación de soluciones de Infraestructura de Medición Avanzada [AMI, por sus siglas en inglés]), así como orientaciones a las propuestas regulatorias frente a la medición en el Sistema Interconectado Nacional – SIN.

Dentro del ejercicio de inspección y vigilancia, se solicitó a los agentes comercializadores del servicio público de energía eléctrica en el SIN, información relacionada con el estado de los sistemas de medición en cada una de sus áreas de operación, así como también fue usada la información reportada por los prestadores al Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios – SUI tanto a la información de medición y facturación, como los reportes de las Peticiones, Quejas y Reclamos – PQR asociados esta temática.

Es importante resaltar, que los resultados obtenidos se basan en la información proporcionada por los agentes y cualquier imprecisión puede estar sujeta a la calidad de la información entregada en el reporte; no obstante, cualquier comentario puede ser elevado a esta Superintendencia a través de los medios establecidos por la entidad.

## 2. ACTUALIDAD NORMATIVA

En los anteriores documentos de diagnóstico de la medición en el Sistema Interconectado Nacional, la DTGE ha mencionado la normativa relacionada con la medición de energía eléctrica en el SIN, partiendo desde las disposiciones de la Ley 142 de 1994, pasando por las normas regulatorias e incluyendo los lineamientos de política pública en materia de medición fijados por el gobierno nacional en los últimos años.

---

<sup>1</sup> Diagnóstico medición individual Sistema Interconectado Nacional 2019, y 2020 bajo los vínculos: [https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnostico\\_de\\_medicion\\_2019-2%20%281%29.pdf](https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnostico_de_medicion_2019-2%20%281%29.pdf) y [https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnostico\\_de\\_medicion\\_-\\_2020-revjas\\_1%20%281%29.pdf](https://superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnostico_de_medicion_-_2020-revjas_1%20%281%29.pdf)

En este documento, adicional a actualizar dicho contexto normativo, se presenta una breve descripción de la interpretación y lineamientos brindados por esta entidad, especialmente a través de conceptos y pronunciamientos en temas de medición, emitidos por diferentes dependencias de esta Superservicios; lo anterior debido la cantidad de consultas y peticiones allegadas a esta entidad durante el año 2021, principalmente relacionadas con el cambio de medidor, las pruebas de laboratorio, el cobro de los equipos al usuario, y los derechos y deberes que rodean lo señalado.

En función de lo anterior, el artículo 144 de la Ley ibidem señala que es obligación del usuario reparar o reemplazar los medidores, a satisfacción de las empresas, cuando se tenga alguna de estas dos causales: i) cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos; y ii) cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Este artículo también reconoce el derecho de los usuarios a hacer libre elección del proveedor de los bienes y servicios necesarios para que le sea prestado el servicio. En línea con lo anterior, esta Superintendencia se ha pronunciado al respecto, en Concepto SSPD 2020-620<sup>2</sup>, donde mencionó lo siguiente:

*«Como primera medida el cambio de los instrumentos de medición se debe someter a las reglas previstas en los artículos 144 y 146 de la Ley 142 de 1994. El procedimiento de retiro de los medidores y el envío al laboratorio lo deberá definir la empresa prestadora del servicio público en el contrato de condiciones uniformes, el cual debe garantizar el debido proceso y derecho de defensa del usuario (...)».*  
(Subrayado fuera de texto).

De manera complementaria, en Concepto SSPD-OJ-99 de 2022<sup>3</sup>, esta entidad añadió:

*«(...) se concluye que, para los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas, los mecanismos que permitan verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo, dentro de los cuales se pueden encontrar las revisiones y visitas técnicas operacionales a las que hace referencia la consulta, se establecen en las condiciones uniformes de los contratos de servicios públicos respectivos».*

Significa esto que, conforme con lo estipulado por la Ley 142 de 1994 y la Resolución CREG 108 de 1997, los procedimientos para hacer las revisiones deben estar estipuladas por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes; adicionalmente, debido a que son procedimientos establecidos libremente por las empresas, puede ocurrir, o no, que el prestador del servicio deba notificar al usuario de la revisión del medidor para analizar su posible reemplazo. Lo anterior, sin perjuicio de garantizar al usuario el debido proceso en el cambio de medidor, que se materializa a través de los derechos que tiene éste a la contradicción de los resultados de laboratorio.

Respecto a dichas revisiones, y que complementan los procesos e inquietudes acerca de los retiros de los medidores, el artículo 145 de la Ley 142 de 1994 resalta que los prestadores están autorizados a hacer el retiro del medidor para verificar su estado, y que, por iniciativa propia, deberán hacer en cualquier tiempo revisiones rutinarias al medidor y a las acometidas, para verificar su estado, su funcionamiento, y realizar las normalizaciones

<sup>2</sup> Disponible en el siguiente vínculo:

[https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto\\_superservicios\\_0000620\\_2020.htm](https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto_superservicios_0000620_2020.htm).

<sup>3</sup> Disponible en el siguiente vínculo:

[https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto\\_superservicios\\_0000099\\_2022.htm](https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto_superservicios_0000099_2022.htm).

del caso que aseguren la adecuada medición del consumo. Sobre dichas revisiones, y dadas las diversas quejas que han sido allegadas a la DTGE sobre el tema, es pertinente considerar lo establecido en el numeral 2.7 del Concepto Unificado 02 de 2009<sup>4</sup> de esta Superintendencia, donde se deja en manifiesto la interpretación de la regulación vigente con relación a los costos de revisión del medidor.

*«De allí que, si las revisiones que efectúan las empresas corresponden a la ejecución de planes de mantenimiento y/o control de pérdidas, el costo de la revisión se encuentra remunerado vía tarifa y por lo tanto no podría efectuarse un cobro adicional al usuario por dicho concepto.»*

*Si la revisión se efectúa a propósito de la investigación de desviaciones significativas, se debe tener en cuenta que según el artículo 149 de la Ley 142 de 1994, es obligación de las empresas de servicios públicos investigar esas desviaciones al preparar las facturas, lo cual implica que las empresas están obligadas a visitar los domicilios de los usuarios con el fin de determinar la causa que los originó y por lo tanto el costo de esa revisión no puede ser trasladado a los usuarios.*

*Si la revisión se produce como resultado de un procedimiento por la existencia de anomalías en el equipo de medida, la empresa podrá cobrar el costo de la revisión al usuario, siempre y cuando así lo establezca el contrato de condiciones uniformes del respectivo prestador. En este caso, se debe tener en cuenta que la empresa tiene derecho a remunerarse por ese concepto, tratándose de un evento excepcional que da lugar a la labor de revisión, claro está, en las condiciones que establezca la regulación del sector y el contrato de condiciones uniformes.*

*Si la revisión es solicitada voluntariamente por el suscriptor, usuario o propietario, la empresa podrá cobrarle ese servicio siempre que así lo disponga el contrato de condiciones uniformes. El procedimiento de retiro de los medidores y su posterior envío al laboratorio lo define la empresa prestadora del servicio público. Este procedimiento debe realizarse garantizando el derecho al debido proceso y defensa del usuario, toda vez que el dictamen del laboratorio respecto del equipo de medida es la prueba fundamental para el cambio del medidor o para la suspensión o terminación del contrato de servicios públicos por parte de la empresa».* (Subrayado fuera de texto).

Es claro entonces que las empresas prestadoras podrán cobrar el costo de la revisión al usuario únicamente en los casos que se traten de la existencia de anomalías en los medidores, y cuando el usuario solicite voluntariamente la revisión; sin embargo, es un requisito que estos costos<sup>5</sup> y el procedimiento deben estar fijados en el contrato de condiciones uniformes. Sobre el procedimiento de retiro del medidor, el Concepto SSPD 061 de 2015<sup>6</sup> señala que es necesario que la empresa, en el momento de hacer el retiro del medidor, tal como lo permite el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, deba hacerlo en presencia y bajo el consentimiento del usuario. Al respecto, añade:

*«Entonces, si durante la visita de la empresa se determina que es necesario retirar el medidor en el acta debe quedar la constancia de las causas de su retiro, y si*

<sup>4</sup> Actualizado en marzo 2021. Disponible en: [https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto\\_superservicios\\_2009\\_2021.htm](https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto_superservicios_2009_2021.htm).

<sup>5</sup> En el capítulo 5 se procede a hacer una publicación de los valores cobrados por los prestadores por concepto de las revisiones a los equipos de medida, y la adquisición y calibración de los mismos.

<sup>6</sup> Disponible en el siguiente vínculo: [https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto\\_superservicios\\_0000061\\_2015.htm](https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto_superservicios_0000061_2015.htm).

*después de la revisión en un laboratorio acreditado se encuentra que el medidor está funcionando adecuadamente, la empresa no puede obligar al usuario a cambiar dicho medidor.*

*Por tal razón, si el usuario se niega al retiro del medidor, bien puede la empresa realizar el retiro acudiendo a los mecanismos que permitan establecer dicha negativa por parte del usuario, como constancias o anotaciones en el acta suscritas por los representantes del prestador y por testigos, iniciar un proceso policivo que permita su retiro, o directamente entrar a suspender el servicio, o terminar el contrato con el usuario por el incumplimiento del mismo».*

Según lo dicho, si un prestador de servicios públicos domiciliarios informa acerca del reemplazo de un medidor cuyo funcionamiento permite obtener de manera adecuada la medición de sus consumos, que no tiene fallas y que no puede reemplazarse por uno con mejor tecnología, el usuario o suscriptor no podrá ser obligado a cambiar ese equipo. Por otro lado, cuando el usuario deba realizar el cambio de medidor por mal funcionamiento, la empresa debe comunicar por escrito y con detalle las irregularidades encontradas y las razones por las cuales se debe reponer o reparar, debe adjuntar el respectivo reporte de ensayo, certificado de calibración y/o informe técnico de inspección expedido por un laboratorio debidamente acreditado por la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC, de conformidad con lo estipulado en la Resolución CREG 038 de 2014.

Ahora bien, respecto al cambio de medidor por mejora tecnológica, ha de tenerse en cuenta que, en Concepto SSPD 532 de 2017<sup>7</sup>, esta Superintendencia manifiesta lo siguiente:

*«En el caso de cambio de medidor por avance tecnológico, no será necesario verificar si el medidor actualmente instalado funciona de forma correcta o no, razón por la cual el usuario estará obligado a realizar el cambio, so pena de que la empresa lo realice a su costa.*

*En todo caso, siempre que sea requerido el cambio, se entiende que se debe notificar al usuario de esta decisión, para que éste último pueda elegir con libertad al proveedor del equipo de medida, de acuerdo con las características solicitadas por la empresa y antes que trascurra un periodo de facturación; de lo contrario, se reitera, la empresa se encontrará autorizada para instalar el medidor y cobrarlo al usuario.*

*Ahora bien, sobre el cambio de medidor por razones tecnológicas ni la regulación ni la legislación establecen parámetros que permitan determinar la vida útil de un medidor, o la necesidad de su reemplazo frente a avances de la técnica, ni tampoco si dichos cambios pueden operar en aquellos casos en que el medidor instalado se encuentre aun dentro de su periodo de garantía». (Subrayado fuera de texto).*

En virtud de lo señalado, en el caso de mejora tecnológica, el cambio de medidor debe obedecer a una necesidad real y demostrable que garantice una medición más precisa y en ningún caso puede ser una decisión arbitraria por parte de los prestadores; así mismo, es importante considerar que, cualquiera que sea el caso, los costos de reparación y reemplazo de los medidores deben ser asumidos por el propietario del medidor, ya sea el suscriptor o la empresa.

<sup>7</sup> Disponible en el siguiente vínculo: [https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto\\_superservicios\\_0000532\\_2017.htm](https://normograma.info/ssppdd/docs/concepto_superservicios_0000532_2017.htm).

Finalmente, y tal como se estipula en la Resolución CREG 108 de 1997, cabe mencionar que, si bien, en principio, el usuario está en libertad de escoger al proveedor de los bienes y servicios necesarios para la prestación de un servicio público domiciliario, lo que implica la facultad de adquirir de manera directa los medidores y decidir su instalación, siempre que estos cumplan con las características establecidas por los prestadores en sus contratos, lo cierto es que la omisión en el ejercicio de tal derecho por parte de los usuarios, en un periodo de tiempo determinado, habilita a los prestadores a instalar los medidores por ellos.

De otro lado, a nivel normativo son relevantes los avances en materia de lineamientos para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés de Advanced Metering Infrastructure), cuya implementación es una política pública definida por parte del gobierno nacional y por el Ministerio de Minas y Energía – MME, reglamentada por las Resoluciones 40072 del 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020. Posterior a la publicación de las Resoluciones CREG 131 y 219 de 2020, donde se pusieron en consulta las condiciones y el marco del alcance de AMI.

En el año 2021 se expidió la Ley 2099 de 2021 que señala el artículo 56 lo siguiente:

*«Artículo 56. Las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata la presente ley. De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio».*

Conforme con este artículo, deben ser las empresas prestadoras del servicio de energía, y no los usuarios cuando así se los exijan dichas empresas, quienes deben asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata dicha ley; adicionalmente, prohíbe que las empresas trasladen los mencionados costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes a sus usuarios.

En cumplimiento de lo anterior, la CREG emitió la Resolución CREG 101 001 de 2022, por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN. Los criterios generales de dicha Resolución se mencionan a continuación:

*«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, las fuentes de financiación y el resultado neto para el mercado de comercialización o segmento de este.*

*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. El OR siempre deberá maximizar la instalación de medidores.*

*d. La solución de AMI deberá diseñarse de manera óptima según los requerimientos de cada mercado de comercialización o segmento de este.*

*e. El usuario tendrá la posibilidad de escoger, en el tiempo establecido para ello, entre las alternativas interoperables, si reemplaza el medidor a su costo.*

f. En el caso en el que el usuario decida no hacer uso de la opción establecida en el literal anterior, el OR podrá reemplazar el medidor conforme el plan de implementación aprobado, sin que el usuario asuma ningún costo adicional por dicho reemplazo.

g. El Usuario y el OR tendrán la custodia compartida del medidor avanzado, para lo cual, el OR podrá solicitar al comercializador que en el contrato de condiciones uniformes se identifiquen las obligaciones y derechos de las partes, incluyendo obligaciones, por parte del usuario, de informar sobre anomalías del medidor o los daños que sean causados».

La Resolución ibidem menciona en su artículo 5 que las empresas no podrán exigir en sus contratos de condiciones uniformes que los usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los equipos de medida avanzada. Respecto a la propiedad y adquisición de los medidores, dentro del marco de la implementación de AMI, la CREG menciona que el equipo será de propiedad de quien lo hubiese pagado, y que para ello el usuario tiene la potestad de elegir entre primero, adquirir su propio medidor avanzado, caso en el cual el usuario asumirá los costos de adquisición e instalación del medidor avanzado; o, segundo, que sea el OR quien reemplace el medidor tradicional por un medidor avanzado a costo del distribuidor, siendo en este caso el OR el propietario del medidor avanzado. Dicho artículo establece que «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». Como aparte final, en el artículo 7 de la Resolución ibidem establece el procedimiento para el reemplazo de los equipos de medida, el cual estará a cargo del OR en coordinación con el comercializador.

Finalmente, de acuerdo con la información que se ha relacionado a lo largo de este documento, y acorde a la normatividad vigente, para el proceso de cambio de medidores, en conformidad con lo dispuesto en el artículo 145 de la Ley 142 de 1994, los prestadores de servicios públicos, por iniciativa propia, deberán hacer en cualquier tiempo revisiones rutinarias al medidor y a las acometidas, para verificar su estado, su funcionamiento y realizar las normalizaciones del caso que aseguren una adecuada medición del consumo.

En función de lo anterior, si efectuada la revisión la empresa establece que es necesario su reemplazo, debe comunicar tal decisión al usuario, para que este último pueda elegir sobre la adquisición del equipo de medida a la empresa respectiva o en el mercado, de acuerdo con las características técnicas establecidas en las condiciones uniformes del contrato. Si pasado un periodo de facturación el usuario no ha realizado el reemplazo, la empresa está autorizada para instalar el medidor y cobrarlo al usuario.

Dada la obligación del usuario al cambio de medidor bajo las causales establecidas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994, si el usuario se niega al retiro del medidor, bien puede la empresa realizar el retiro acudiendo a los mecanismos que permitan establecer dicha negativa por parte del usuario, como constancias o anotaciones en el acta suscritas por los representantes del prestador y por testigos, iniciar un proceso policivo que permita su retiro, directamente entrar a suspender el servicio, o terminar el contrato con el usuario por el incumplimiento del mismo.

De manera final, se reitera que, si bien el usuario está en libertad de escoger al proveedor de los bienes y servicios necesarios para la prestación de un servicio público domiciliario, lo que implica la facultad de adquirir de manera directa los medidores y decidir su instalación, siempre que estos cumplan con las características establecidas por los

prestadores en sus contratos, lo cierto es que la omisión en el ejercicio de tal derecho por parte de los usuarios, en un periodo de tiempo determinado, habilita a los prestadores a instalar los medidores por ellos.

Se aclara así que, si bien la empresa está en la obligación de notificar al usuario los cambios del medidor, la empresa no requerirá autorización del usuario a razón de la obligación que tiene el usuario en el cambio del medidor bajo las causales establecidas en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

Referente a la implementación de una nueva infraestructura de medición, entendiendo que se trata de la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) debe considerarse lo establecido en la Resolución CREG 101 001 de 2022, *«Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN»*.

Si bien es claro que el usuario tiene la obligación del cambio de medidor por mejora tecnológica, debe tenerse en cuenta que la implementación de AMI implica, no solo la instalación de un medidor avanzado, sino que integra a los medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros, y adicionalmente, 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, tal como lo establece la Resolución MME 40072 de 2018; además, el medidor AMI debe tener las funcionalidades mínimas que establece el artículo 5 de la misma Resolución.

Así, tratándose del cambio de medidor, si este hace parte de la implementación de AMI, las responsabilidades y exigencias respecto al reemplazo del medidor son las establecidas en los artículos 5, 6 y 7 de la Resolución CREG 101 001 de 2022; en caso de tratarse únicamente de un cambio de medidor por mejora tecnológica se tiene en cuenta el proceso ya mencionado anteriormente.

Finalmente, y como novedad normativa, el 1 de junio de 2022 la Corte Constitucional emitió la Sentencia C-186-22, donde declaró inexecutable el artículo 56 de la Ley 2099 de 2022, antes mencionado. El fundamento de la decisión consideró que el artículo vulneraba el criterio de recuperación de costos para los prestadores, e iba en contra de la libre competencia; además, consideró desproporcionado que las empresas asumieran en su totalidad los costos asociados a los medidores inteligentes, sin tener en cuenta su capacidad financiera. Esta Superintendencia estará al tanto del impacto regulatorio que implique la presente Sentencia, y emitirá las señales y posiciones que sean pertinentes a través de comunicaciones y/o conceptos.

Presentada la jurisprudencia anterior, con la que se espera que tanto usuarios como empresas, tengan un mejor conocimiento sobre cómo se aplican el conjunto de normas en la aplicación de procesos asociadas a la medición de consumos de energía eléctrica, se procede a presentar la actualización normativa. En la Tabla 1, se presenta el marco jurídico aplicable a los servicios públicos domiciliarios, donde se mencionan aspectos referentes a la medición del consumo, el debido proceso de cambio de medidor y el control sobre el funcionamiento de los medidores.

Tabla 1. Legislación aplicable a la medición de energía en el SIN

Legislación	Disposición
Ley 142 de 1994	«Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones»
Ley 143 de 1994	«Por la cual se establece el régimen para la generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional-establece el régimen de actividades del sector»
Ley 2099 de 2021	«Las empresas prestadoras del servicio de energía deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de los que trata la presente ley. De ninguna manera este costo podrá ser trasladado al usuario en la facturación o cualquier otro medio»
Sentencia C-186-22	La Corte declara inexecutable la prohibición a las empresas prestadoras de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores de energía, por violación del criterio de recuperación de costos.

Fuente: Leyes 142 y 143 de 1994 y Ley 2099 de 2021 – Elaboración: DTGE

Por su parte, en la **Tabla 2** se relacionan las principales resoluciones expedidas por la CREG aplicables a la comercialización y medición de energía en el SIN, donde se tocan aspectos tales como: características técnicas que deben cumplir los equipos de medida de acuerdo con el nivel de tensión, determinación del consumo facturable, suspensión del servicio y medición inteligente en el SIN.

Tabla 2. Regulación CREG aplicable a la medición de energía eléctrica en el SIN

Regulación	Disposición
Resolución CREG 108 de 1997	«Por la cual se señalan criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictan otras disposiciones».
Resolución CREG 038 de 2014	«Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes».
Resolución CREG 135 de 2021	«Por la cual se establecen los mecanismos de protección y deberes de los usuarios del servicio público domiciliario de energía eléctrica que ejercen la actividad de Autogeneración a Pequeña Escala y entregan o venden sus excedentes al Comercializador que le presta el servicio».
Resolución CREG 101 001 de 2022	«Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN».

Fuente: CREG – Elaboración: DTGE

Por otro lado, en la

**Tabla 3** se presentan las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energía - MME con la finalidad de implementar sistemas AMI en Colombia y generar mecanismos de Respuesta de la Demanda.

Tabla 3. Decretos MME aplicables a la implementación de medición avanzada

Normatividad	Disposición
Resolución MME 40072 DE 2018	«Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica».
Resolución MME 40483 de 2019	«Por la cual se modifica la Resolución 4 0072 de 2018».
Resolución MME 40142 de 2020	«Por la cual se prorrogan los plazos de que trata el artículo 6 de la Resolución 40072 de 2018, modificados por el artículo 2 de la Resolución 40483 de 2019».

Fuente: MME – Elaboración: DTGE

Finalmente, en la Tabla 4 se relacionan los conceptos emitidos por esta Superintendencia, en relación con el proceso para el cambio de los medidores y las causales válidas para ello.

Tabla 4. Conceptos SSPD sobre cambio de medidor

Conceptos	Descripción
Concepto 061 de 2015	Resuelve inquietudes relacionadas con la propiedad de los medidores de energía eléctrica, y su devolución a los usuarios una vez se han desarrollado pruebas de laboratorio sobre los mismos.
Concepto 532 de 2017	Señala que, en el caso de cambio de medidor por mejora tecnológica, debe demostrarse que el nuevo equipo garantice una medición más precisa. Complementa diciendo que los costos de reparación y reemplazo de los medidores deben ser asumidos por el propietario del medidor, ya sea el prestador o el usuario.
Concepto 381 de 2018	Se mencionan las causales válidas para el cambio de medidor: Si no funcionan correctamente y si existen instrumentos tecnológicos más precisos; además, se menciona que el agente debe comunicar por escrito, debidamente justificado, el motivo del cambio de medidor.
Concepto 588 de 2018	Señala que, el agente debe conceder un plazo de un período de facturación al usuario para el cambio de medidor; además, por avance tecnológico no se debe verificar si funciona correctamente.
Concepto 074 de 2020	Se enfatiza en que, el comercializador siempre debe notificar al usuario por escrito del cambio de medidor y el usuario puede elegir dónde adquirir el dispositivo.
Concepto 620 de 2020	Señala que, el procedimiento de retiro de los medidores y el envío al laboratorio lo debe definir el prestador en el contrato de condiciones uniformes, el cual debe garantizar el debido proceso y derecho de defensa del usuario.
Concepto 02 de 2009 <sup>8</sup>	Medición del consumo a través de instrumentos tecnológicos apropiados y determinación del consumo facturable en ausencia de tales instrumentos.
Concepto 099 de 2022	Señala que, los procedimientos para hacer las revisiones deben estar estipuladas por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes; adicionalmente, debido a que las empresas establecen de forma libre estos

<sup>8</sup> Actualizado el 3 de junio del 2021.

Conceptos	Descripción
	procedimientos en las condiciones uniformes de sus contratos, puede ocurrir, o no, que el prestador del servicio deba notificar al usuario de la revisión del medidor para analizar su posible reemplazo.

Fuente: SSPD – Elaboración: DTGE

### 3. ANTECEDENTES Y METODOLOGÍA

El diagnóstico de la medición en el SIN en la vigencia 2021, parte de los resultados obtenidos y presentados por la DTGE para el año anterior (vigencia 2020), y considera los análisis y resultados de vigilancia a la prestación del servicio de los prestadores durante el año 2021, asociados a la cobertura de la medición, el tipo de lectura empleado, la evolución de las reclamaciones, y las fallas reportadas.

A continuación, se presenta la información relevante obtenida del diagnóstico de la vigencia anterior y, posteriormente, se indica la metodología y fuentes de información usadas para el desarrollo del presente documento.

#### 3.1 Resultados del diagnóstico de medición en el SIN 2020

El año 2020 fue un año particular dado el contexto de la emergencia sanitaria, donde los confinamientos y demás medidas decretadas por el gobierno nacional tuvieron un impacto en la cobertura de micro y macromedición, así como en los niveles de estimación del consumo. En el 2020 hubo un incremento de 2,2 p.p.<sup>9</sup> del porcentaje medio de usuarios con medición estimada respecto al valor del porcentaje medio del año anterior; ante dicha situación, desde la Superservicios se activaron los mecanismos de control con los que cuenta esta Superintendencia, para las empresas que se encontraban por encima del porcentaje de estimación del tercer cuartil de las empresas evaluadas, correspondiente a un valor del 3,9% de usuarios de su mercado con medición estimada.

Es importante señalar que tales acciones de control, también se activaron en los casos en que presentó un incremento considerable en la cantidad de reclamaciones por facturación con medida estimada presentadas por los usuarios durante la pandemia, como fue el caso de CODENSA y EPM. En virtud de lo señalado, se iniciaron procesos investigativos para las anteriores empresas y para ENELAR, CODENSA, EPM, CETSA, DISPAC, CEO, CELSIA COLOMBIA, CELSIA TOLIMA y CEDENAR<sup>10</sup>.

En cuanto al número de usuarios sin medidor, durante el 2020 se tuvo un incremento de 0,4 p.p. para dicho componente con respecto al año anterior; por lo anterior, se realizaron los respectivos requerimientos a las empresas que superaron el límite del 1,7% y 5% establecido por la DTGE y por la Ley 142 de 1994. Finalmente, se suscribió un Programa de Gestión Acordado – PGA con DISPAC SA ESP por superar el límite de usuarios sin medidor establecido por la Ley, con el fin de reducir sus niveles de estimación del consumo, entre otros compromisos. Para el caso del mercado CARIBE que también tiene indicadores de usuarios sin medición que supera la media del país, en los programas de gestión suscritos con los respectivos nuevos prestadores AIR-E y AFINIA, se establecieron compromisos para reducir el nivel de usuarios sin medidor.

<sup>9</sup> Puntos porcentuales.

<sup>10</sup> Con el objetivo de simplificar la lectura del presente informe se ha decidido utilizar las siglas para cada empresa. El listado de siglas puede ser consultado en la Tabla 14 de los anexos al presente documento.

El informe de 2020 mostró una correlación entre el número de fallas y las reclamaciones por concepto de medición, situación que indicó la existencia de un indicador técnico de la operatividad de los medidores de energía que está incidiendo en la gestión y reporte de los consumos. Dentro de las fallas reportadas, se encontró un importante componente por concepto de comunicación, fallas que no son directamente ocasionadas por el equipo de medida, si no por causales de programación del medidor, calibración, tipo de tecnología, protocolo de comunicación, entre otros.

La medición prepago es una forma adaptable para los usuarios que no cuentan con los medios para efectuar el pago mes a mes de su consumo, con lo cual bajo esta metodología pueden consumir tantos kWh como dispongan según sus ingresos; sin embargo, la DTGE encontró que para el año 2020 apenas el 2% de los usuarios del SIN contaba con este tipo de tecnología.

La mayoría de los agentes comercializadores no contaban con laboratorios acreditados por la ONAC para prestar los servicios de calibración y ensayos de medidores. Lo anterior generó que dichos trámites tuviesen un tiempo de respuesta más prolongado e incrementaran los costos por estos servicios a los usuarios, debido a que se veían en la obligación de tercerizar los procesos. Los costos asociados a los medidores, suspensión y reconexión, y revisión e inspección presentaron una alta variabilidad entre los prestadores.

Finalmente, de acuerdo con el diagnóstico realizado para la vigencia 2020, la DTGE encontró que las nuevas señales regulatorias relacionadas con el despliegue de AMI, las cuales incluyen el desarrollo de proyectos piloto de medición avanzada, aún tenían un avance muy limitado. El seguimiento a los proyectos implementados por las empresas y los usuarios beneficiados de los mismos reflejó que para el año 2020 se tenía una cobertura del 2,6% de usuarios con tecnología AMI.

### 3.2 Metodología para el diagnóstico de medición en el año 2021

Para el análisis de información de la situación de medición durante el 2021 se consideran las respuestas a requerimientos de información de medición realizados a las diferentes empresas prestadoras del servicio de energía en el SIN, realizados durante el primer semestre de 2022 y que corresponde a información que no se encuentra reportada en el SUI.

Adicionalmente, se usó la información reportada al SUI, especialmente la asociada a los formatos TC2 y T14 de las Resoluciones SSPD - 20192200020155 de 2019 y 20212200012515 de 2021, o en su defecto los formatos F2 y F3 de la resolución 20102400008055 de 2010<sup>11</sup>.

Con esta información se obtiene, tanto el estado de la medida para el periodo comprendido entre 1 de enero al 31 de diciembre de 2021 como el uso de tal infraestructura para la correcta determinación del consumo a los usuarios.

Así mismo, se logró observar la condición de las tasas de fallas en medidores y, paralelamente la evolución de PQR sobre determinación de consumo, información que fue

<sup>11</sup> Resoluciones por las cuales se define la información a reportar al SUI por parte de los prestadores del servicio de energía en el SIN, el reporte bajo una u otra resolución obedece a la condición de aprobación de cargos de distribución con la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

analizada en conjunto con la finalidad de generar estrategias de vigilancia para aquellas empresas en las que se observa una relación causal entre estas variables.

### 3.3 Definiciones

Con el fin de tener mayor comprensión de los resultados del presente diagnóstico, se relaciona la definición de los términos usados a lo largo del documento; en todo caso, se recuerda que las definiciones normativas deben ser referidas a las fuentes oficiales.

**Acometida:** Derivación de la red local del servicio de energía eléctrica que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios y, en general, en las unidades inmobiliarias cerradas de que trata la Ley 675 de 2001, la acometida llega hasta el registro de corte general. Se definen los tipos de la acometida como: Trifásica, Bifásica y Monofásica.

**Calibración posterior del medidor:** Procedimientos que se aplican a los medidores que están siendo usados y que se han retirado de su sitio de instalación, para las franjas de error permitidas por las normas técnicas aplicables.

**Calibración y Ajuste inicial del medidor:** Procedimiento previo a la instalación inicial del medidor, mediante los cuales se determina el error (precisión) de la medida en un laboratorio acreditado, y se hacen los ajustes de este a las franjas permitidas según las normas técnicas vigentes.

**Cargo por Conexión GND:** Es el cargo que se cobra al usuario por una sola vez al momento de efectuar la conexión, para cubrir los costos involucrados en la conexión del inmueble al servicio. También podrá cobrarse cuando, por razones de suficiencia financiera, sea necesario acelerar la recuperación de las inversiones en infraestructura, siempre y cuando estas correspondan a un plan de expansión de costo mínimo. Este cargo incluye los costos de la Acometida, del medidor y de la primera revisión de las instalaciones internas del usuario y/o suscriptor. Las modificaciones a las condiciones existentes se tratan como una conexión nueva.

**Corte del servicio:** Procedimiento mediante el cual se da por resuelto el contrato con condiciones uniformes y se retira parte, o todos los activos de conexión del usuario (acometida y equipo de medida), por la ocurrencia de algunas de las causales previstas en la Ley 142 de 1994 o en el Contrato con Condiciones Uniformes- CCU.

**Infraestructura Avanzada de Medición (Advanced Metering Infrastructure) – AMI:** 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, etc.), software, 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 del consumo de energía. En otras palabras, es una infraestructura moderna para la medición de los consumos de energía eléctrica, que aprovecha los sistemas de comunicaciones y avances tecnológicos.

**Medición por aforo:** Corresponde a la sumatoria de las capacidades nominales de todos los elementos eléctricos que se encuentren instalados o susceptibles de ser conectados y de las potencias asignadas a las salidas disponibles dentro del inmueble.

**Medición por promedio:** Corresponde a la medición de energía eléctrica a partir del promedio del consumo de energía eléctrica sobre periodos anteriores, dicha medición

efectuada a partir de los seis últimos meses si es facturación mensual, o de los tres últimos bimestres si es facturación bimensual.

**Medición real:** Medición real del consumo de energía eléctrica a partir del empleo de equipos de medida o medidores de energía que proporcionan información en tiempo real del consumo eléctrico.

**Medidor de Energía:** Los medidores de energía son aparatos usados para la medida del consumo de energía. Existen varios tipos de medidores dependiendo de su construcción, tipo de energía que mide, clase de precisión y conexión a la red eléctrica.

**Medidores de inducción o electromecánicos:** Es un medidor en el cual las corrientes en las bobinas fijas reaccionan con las inducidas en un elemento móvil, generalmente un disco, haciéndolo mover.

**Medidores electrónicos o estáticos:** Medidores en los cuales la corriente y la tensión actúan sobre elementos de estado sólido (electrónicos) para producir pulsos de salida y cuya frecuencia es proporcional a los Vatios-hora ó Var-hora.

**Medidores inteligentes:** El medidor inteligente registra todos los datos de consumo de energía, calculando el consumo de una forma más detallada que los medidores tradicionales. Posterior a este registro, el medidor inteligente encripta esta información para enviarla a los concentradores de datos por medio de la red eléctrica.

**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 o corte en el suministro eléctrico.

**Revisión de la Instalación:** Es el conjunto de actividades que realiza la empresa para revisar la instalación de la conexión, incluye acometida, medidor de energía e instalación interna, y la configuración o programación del medidor cuando fuere necesario.

## 4. DIAGNÓSTICO DE MEDICIÓN – AÑO 2021

El análisis presentado a continuación, contiene el reporte de usuarios certificados al SUI por parte de las empresas (usuarios residencial y no residencial), PQR reportadas para cada una de las empresas, el total de usuarios sin medidor y estimados para la vigencia 2022. En los anexos del presente documento se encuentra la información detallada para cada sección del diagnóstico, a través de las respectivas tablas.

Es importante mencionar que, durante el año 2021, continuaba la transición en el reporte de información al SUI para los prestadores cuyos mercados de comercialización contaban con cargos aprobados bajo la Resolución CREG 015 de 2018; estos últimos, a partir de julio de 2021, pasaron de reportar la información a través de los formatos de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 a la estructura de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, y aquellos mercados sin cargos aprobados seguían reportando bajo la Resolución SSPD 20102400008055 de 2010.

En ejercicio de la inspección de la información reportada al SUI, la DTGE identificó presuntas inconsistencias en el reporte de información al formato TC2<sup>12</sup> en la consulta de información realizada con fecha de corte del 16 de mayo de 2022. Estas inconsistencias estaban asociadas con los campos relacionados con «Tipo Lectura». A continuación, se presentan los hallazgos encontrados:

- i. Los formatos TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se encuentran en estado pendientes para ENELAR en el período comprendido entre enero y mayo de 2021; por esta razón, no se cuenta con la información de «Tipo Lectura» en dichos meses para el prestador.
- ii. AFINIA reportó en el mes de agosto de 2021 que el 99% de sus usuarios no tenían medidor.
- iii. Para la empresa CEO, el formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019, para el mes de marzo de 2021, se encuentra en estado pendiente; es decir, no ha reportado dicho periodo.
- iv. Para la información reportada por EBSA para los meses de febrero, marzo, mayo, junio, agosto, septiembre, noviembre y diciembre de 2021 se encontró que el número de usuarios de EBSA se encontraba cercano a los 300.000 usuarios, mientras que, para los meses de enero, abril, julio y octubre de 2021, el número de usuarios se acercaba a 500.000 usuarios. Lo anterior se debe a que el prestador factura de manera trimestral a un conjunto de sus usuarios, y no se reporta mensualmente la totalidad de usuarios de su mercado y el tipo de lectura de estos.
- v. El formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 se encuentra en estado pendiente para EEP en el mes de noviembre de 2021; por esta razón, no se cuenta con la información de «Tipo Lectura» en dicho mes.
- vi. El formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se encuentra en estado pendiente para DISPAC en el mes de junio de 2021; por esta razón, no se cuenta con la información de «Tipo Lectura» en dicho mes.
- vii. El formato TC2 de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se encuentra en estado pendiente para EPM en los meses de marzo y junio de 2021; además, para el mes de diciembre de 2021 el formato se encuentra certificado, pero sin datos de facturación instanciados para ese período. Por lo anterior, no se cuenta con la información de «Tipo Lectura» para los meses de referencia.
- viii. El formato TC2 de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021 se encuentra en estado pendiente para RUITOQUE en el mes de diciembre de 2021; además, para el mes de septiembre del mismo año, el formato se encuentra certificado, pero sin datos de facturación instanciados para ese período. Por lo anterior, no se cuenta con la información de «Tipo Lectura» para los meses de referencia.

Ante las anteriores situaciones, la DTGE procederá según sus competencias en lo que respecta a las obligaciones de reporte al SUI por parte de los prestadores; para efectos del

---

<sup>12</sup> FORMATO TC2. Facturación a Usuarios, se reporta mensual y hasta el día 26 del mes siguiente al de la información a reportar.

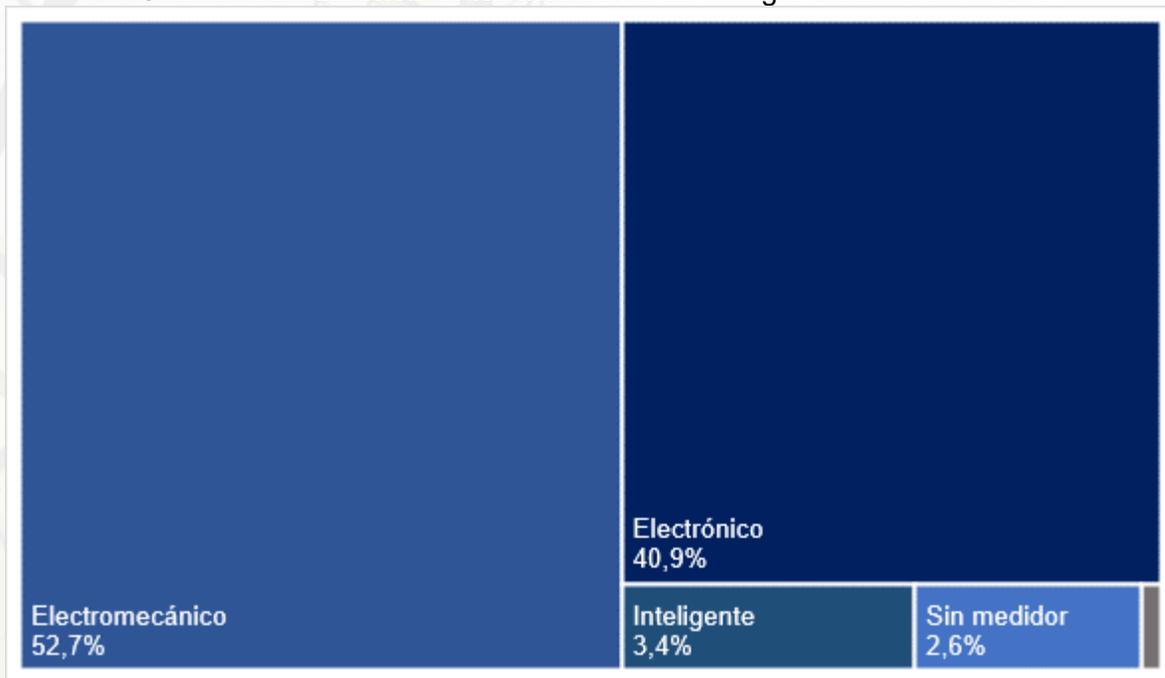
análisis de la información es importante indicar dicha condición de los datos y la forma en que se consideraron para el presente documento del estado de la medición en el país

En ese sentido, la información se presenta según lo reportado por los agentes (Gráfica 2), pero para el cálculo del nivel promedio de estimación en el SIN, así como del porcentaje promedio de usuarios sin medidor, no se tuvieron en cuenta los valores atípicos o extremos.<sup>13</sup>

#### 4.1 Medición del consumo facturado

Al cierre del año 2021<sup>14</sup> el país contaba con un total de 16.594.726 usuarios, de los cuales el 97,1% contaba con un medidor. La distribución de los medidores de energía eléctrica en el SIN se observan en la Gráfica 1.

Gráfica 1. Distribución de los medidores de energía eléctrica en el SIN



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

De acuerdo con la anterior gráfica, la penetración de los medidores inteligentes en el SIN es aún baja; alcanzando un nivel de 3,4%; sin embargo, se espera que el porcentaje incremente en los próximos años dadas las señales regulatorias y normativas que fueron

<sup>13</sup> A modo explicativo, para el caso de datos promedio, los valores atípicos de un periodo no se considera ni el dato ni el periodo, de modo que no se altere el promedio; por ejemplo, si el agente A reportó 2.000.000 usuarios para once de los doce meses del año, y en un mes intermedio no realizó el cargue de la información al SUI, al emplear los promedios, se tiene como base un promedio de 2.000.000 de usuarios, en lugar de distorsionar dicho dato considerando cero (0) usuarios para el mes en que se presenta la inconsistencia en el reporte por parte del prestador.

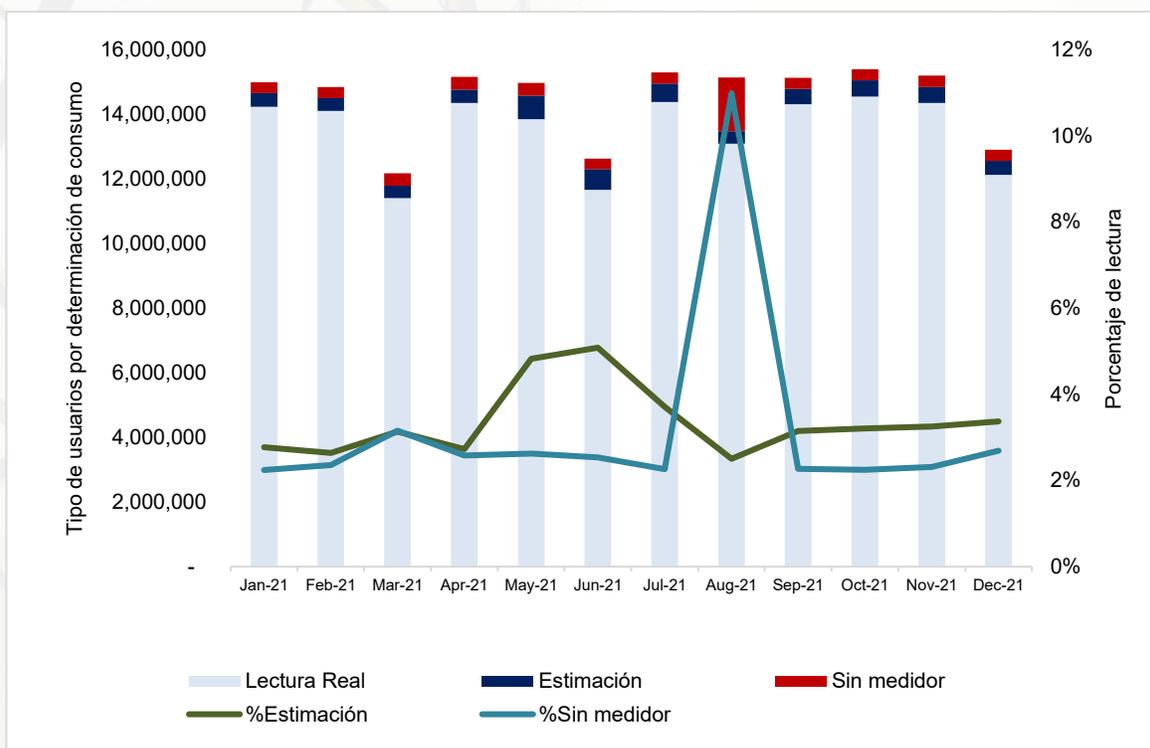
<sup>14</sup> Se utilizó como referencia el cuarto trimestre de 2021, debido a que en este período se podían capturar datos de usuarios que estaban en el mercado, pero no recibían facturación de manera mensual, y por lo tanto no eran reportados en el formato TC2 de la Resolución respectiva por los comercializadores.

señaladas previamente. En la sección 4.6 será presentado el avance de la Infraestructura de Medición Avanzada en el país durante el último año.

De acuerdo con la información reportada por los prestadores al SUI en los Formatos 2, 3 y TC2 durante el año 2021, en la **Gráfica 2** se presentan las modalidades de determinación del consumo facturable en el SIN, de manera mensual. En el eje vertical izquierdo se presenta la cantidad de usuarios facturados según tipo de determinación del consumo, siendo estos los usuarios con lectura real, estimación en el consumo y usuarios sin medidor; por otro lado, en el eje vertical derecho se ilustra el porcentaje de participación de las modalidades usuarios sin medidor y estimación en el consumo, respecto el total de facturación mensual.

Los resultados de la **Gráfica 2** reflejan el diagnóstico de los mecanismos de determinación del consumo usados por un total de treinta y cuatro (34) empresas comercializadoras de energía eléctrica que reportaron tener más de cien (100)<sup>15</sup> usuarios en el año 2021.

**Gráfica 2. Determinación del consumo facturado de energía eléctrica en el SIN**



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Frente a la información, es preciso señalar que, como se observa en la gráfica, en los meses de marzo, junio, agosto y diciembre de 2021, se encuentran valores inconsistentes en los reportes: en el mes de marzo, el total de usuarios se reduce debido a que las empresas CEO y EPM no reportaron datos en el SUI; en el mes de junio DISPAC y EPM no realizaron

<sup>15</sup> Las empresas que están registradas como comercializadoras en el RUPS, y que no se tuvieron en cuenta en el análisis, son aquellas que reportaron tener un nivel de usuarios muy bajo y, por tanto, reflejaban niveles de estimación y de usuarios sin medidor cercanos al 0%, los cuales generaban una distorsión al nivel promedio de los datos analizados. Estas empresas que no se tuvieron en cuenta para el dato promedio de estimación y de usuarios sin medidor en el SIN fueron: AES, CEMEX, COLOMBINA, DIECELER, DICEL, ECOPETROL, ESANT, CHAIRA, ENERGÍA Y AGUA, ENERMAS, GECELCA, ISAGEN, ITALCOL, SOUTH32 y TERPEL.

el cargue de la información; en el mes de agosto de 2021, AFINIA reportó que el 99% de sus usuarios no tenían medidor, y, en el mes de diciembre de 2021, el valor es relativamente menor a los otros meses, por ausencia en el reporte de la información por parte de EPM; además, es preciso tener en cuenta que el prestador ENELAR no realizó el cargue de la información del Formato TC2 para los primeros cinco (5) meses de 2021<sup>16</sup> y que contiene información de medición relevante para el presente diagnóstico.

Partiendo de la información reportada por los prestadores, el resultado muestra que, en el año 2021, del promedio de usuarios reportados, 464.909 no tenían medidor, y 484.812 tuvieron estimación en el consumo; sin embargo, si se desestima el reporte de AFINIA en agosto de 2021, el porcentaje de usuarios sin medidor se reduce a 355.835.

El análisis realizado que se refleja en la Gráfica 2 parte de la información reportada por los comercializadores en el formato TC2 de la Resolución al que cada prestador aplicaba. No le corresponde a esta Superintendencia eliminar o modificar los datos reportados por las empresas, dado que esos son los datos oficiales, que podrán ser modificados una vez los prestadores soliciten la reversión de la misma según ello sea necesario; sin embargo, y con el objetivo de incluir la información más acertada, a efectos del presente documento se considera el valor promedio de usuarios sin medidor en el caso desestimando el reporte de AFINIA para agosto de 2021.

Con el objetivo de analizar en mayor detalle los datos obtenidos, y desestimar las inconsistencias en la información reportada por los prestadores, en las subsecciones 4.2 y 4.3, se presenta el análisis de estimación del consumo, y de los usuarios sin medidor, haciendo las siguientes precisiones:

- No fueron tenidos en cuenta los prestadores que reportaron menos de cien (100) usuarios, dado que no realizan estimación en el consumo, y todos sus usuarios tenían un medidor individual.
- Se utilizó el valor promedio de los datos reportados por los agentes para cada mes del año 2021. Como se indicó previamente, un análisis de datos promedio permite lograr una mejor aproximación a los datos reales, pues no incluye los casos en que los comercializadores no reportaron la información, o la misma se encuentra en estado pendiente de cargue al SUI.
- Sí se tuvieron en cuenta los datos de AFINIA para el mes de agosto de 2021. Si bien se hace referencia a que se trata de un dato atípico, el mismo se considera como oficial dado que fue el reportado por el prestador; no obstante, para cada análisis se menciona cuál sería el dato promedio en caso de que se desestimase el reporte de AFINIA para dicho mes.

## 4.2 Facturación por estimación del consumo

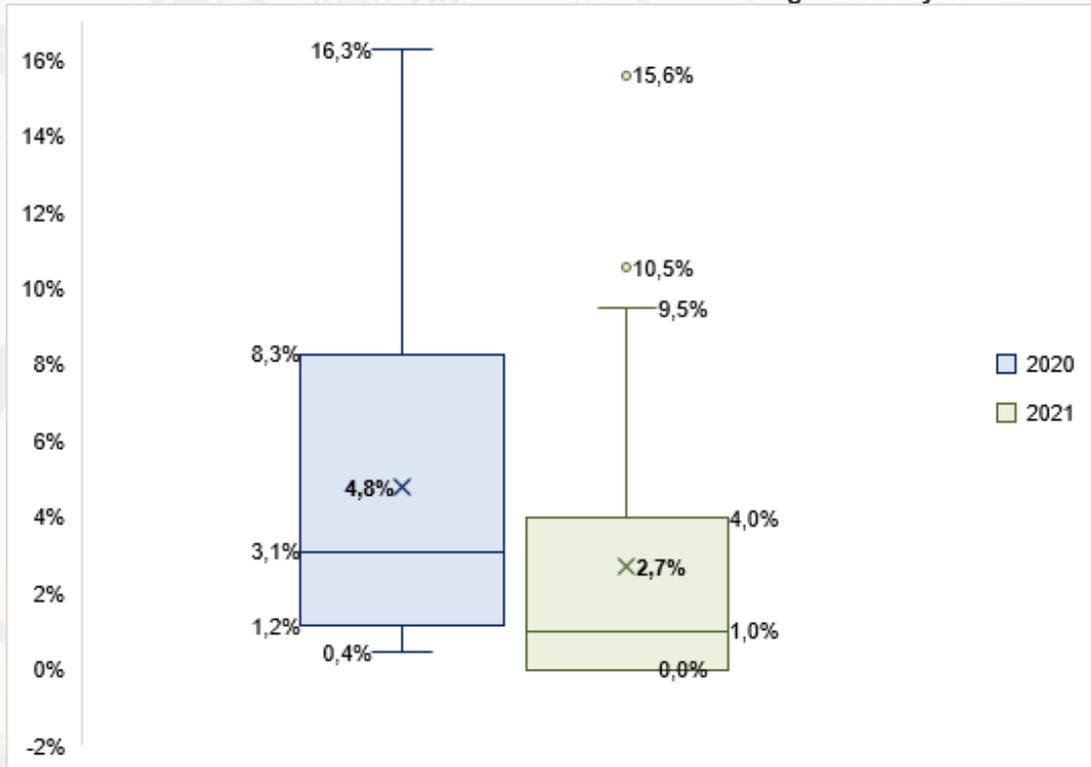
De conformidad con la ley, el consumo de energía debe ser determinado a partir de la lectura de los medidores y solo, de manera excepcional, cuando no exista acción u omisión de la empresa, se puede emplear estimación del consumo a partir de promedios o de aforo de carga individual.

En virtud de lo señalado, y con el objetivo de evaluar los niveles de estimación del mercado en general, así como su evolución con respecto al año 2020, en la Gráfica 3 se emplearon

<sup>16</sup> El análisis detallado para cada mes se puede observar en la Tabla 15 del anexo.

diagramas de cajas y bigotes que reflejan el porcentaje central de usuarios con facturación por consumo estimado para los años 2020 y 2021, las empresas con porcentajes alejados del promedio de estimación de consumos, y los intervalos promedio de estimación de las empresas.

Gráfica 3. Niveles de estimación del consumo de energía – 2020 y 2021



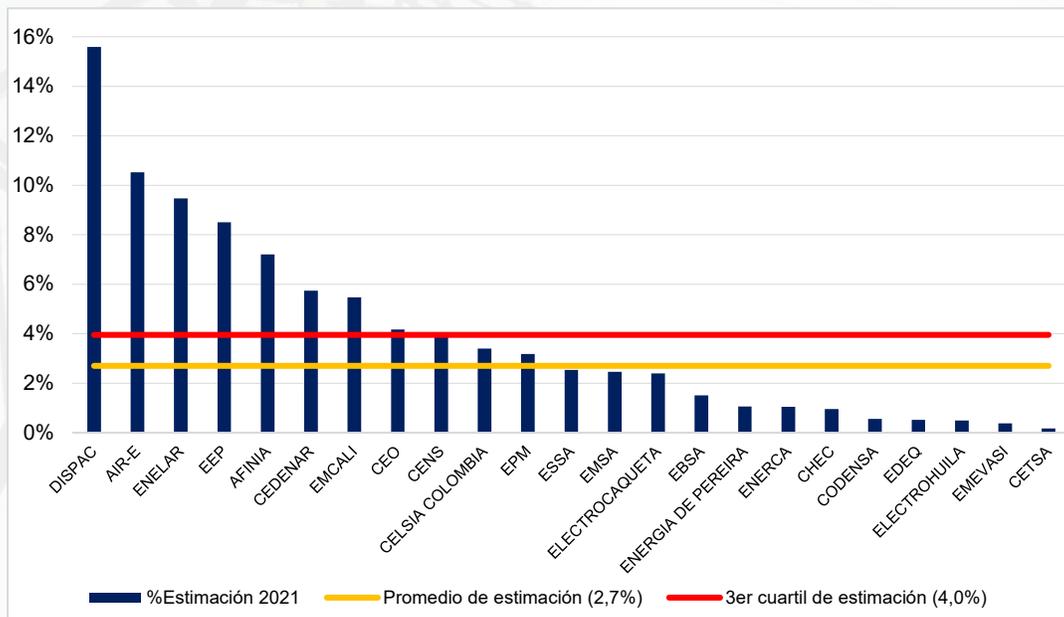
Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

De acuerdo con la Gráfica 3, se observa que en el año 2021 el nivel promedio de estimación fue de 2,7%, presentando una reducción de 2,1 p.p. con respecto al año 2020, donde el promedio había sido de 4,8%. Se refleja que el año 2020 fue un año atípico producto de la emergencia sanitaria, originando a su vez un incremento en los niveles de estimación, pero en el año 2021 los prestadores mostraron una recuperación retornando a los niveles de estimación del año 2019; incluso, redujeron en 0,1 p.p. el nivel de estimación promedio de 2019, el cual había sido de 2,8%. Adicionalmente, el análisis para el 2021 señala que la mitad de las empresas estimaron entre el 0,0% y el 4,0% de los usuarios de su mercado de comercialización.

Con el fin de comparar el comportamiento de las empresas frente al promedio de estimación del consumo en todo el mercado en el año 2021, se realiza un análisis por cada empresa, señalando aquellas que se encuentran por encima del promedio, y aquellas que cuentan con niveles de estimación superiores al 75% de las empresas; es decir, aquellas que se ubican por encima del tercer cuartil de la Gráfica 3, correspondiente a un nivel de estimación mayor al 4,0% del total de la facturación. En virtud de lo anterior, en la Gráfica 4 se presentan aquellas empresas comercializadoras de energía que tuvieron niveles de estimación

superiores a 0%<sup>17</sup>; así mismo, en las líneas horizontales se indican el nivel promedio de estimación, y el valor del tercer cuartil de estimación.

Gráfica 4. Niveles de estimación del consumo de energía por empresa<sup>18</sup> – 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

El análisis desagregado por empresa muestra que veintitrés (23) de las comercializadoras analizadas tuvieron niveles de estimación por debajo del promedio<sup>19</sup>; EPM, CELSIA y CENS estuvieron por encima del promedio, pero debajo del tercer cuartil; mientras que CEO, EMCALI, CEDENAR, AFINIA, EEP y ENELAR, se encontraron por encima del 75% de las empresas analizadas. Finalmente, los niveles de estimación de AIR-E y DISPAC se presentan como datos extremos entre los reportes, encontrándose muy por encima del resto de prestadores, con porcentajes de 10,5% y 15,6%, respectivamente.

Los prestadores que más incrementaron sus niveles de estimación en el 2021, con respecto al 2020, fueron DISPAC, con un incremento de 6,7 p.p.; EMCALI, con un porcentaje superior en 2,3 p.p.; y EPM, habiendo aumentado en 2,0 p.p. sus niveles de estimación. En el caso de DISPAC, es importante señalar nuevamente que en noviembre de 2021 el prestador suscribió un Programa de Gestión Acordado con esta Superintendencia<sup>20</sup>, donde uno de los indicadores de resultado corresponde a «Incrementar las gestiones orientadas a obtener una facturación real del consumo para el 100% de los usuarios del mercado de comercialización de Dispac»; en los casos de AIR-E (que tuvo caída de 2,1 p.p. en sus

<sup>17</sup> Los prestadores que reportaron 0% en los niveles estimación para el año 2021 fueron: ENERGUAVIARE, EEBJ, EMEESA, ENEL COLOMBIA, ENERCO, ENERTOTAL, PEESA, QI ENERGY, RUITOQUE, RENOVATIO Y VATIA.

<sup>18</sup> En el mes de junio de 2021 CELSIA TOLIMA se integró al mercado de comercialización de CELSIA COLOMBIA; por lo anterior, y con el objetivo de unificar el análisis del diagnóstico, para el período comprendido entre enero y mayo de 2021, los datos de CELSIA TOLIMA fueron contenidos en el resultado de CELSIA COLOMBIA.

<sup>19</sup> Se incluyen las once (11) empresas que reportaron 0% en los niveles de estimación para 2021, y las doce (12) empresas que reportaron niveles de estimación por debajo de 2,7%.

<sup>20</sup> El Programa de Gestión Acordado puede ser consultado en la página web de la entidad, a través del siguiente vínculo: [https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/programa\\_de\\_gestion\\_-\\_dispac\\_2021-2022.pdf](https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/programa_de_gestion_-_dispac_2021-2022.pdf)

niveles de estimación respecto el 2020) y de AFINIA (que se mantuvo en casi el mismo nivel de 2020 (8%) alcanzando un valor de 7,2%<sup>21</sup> en 2021), es importante resaltar que estos prestadores también tiene un Programa de Gestión suscrito, el cual cuenta, entre otros objetivos, con el de mejorar el estado de medición en sus mercados.

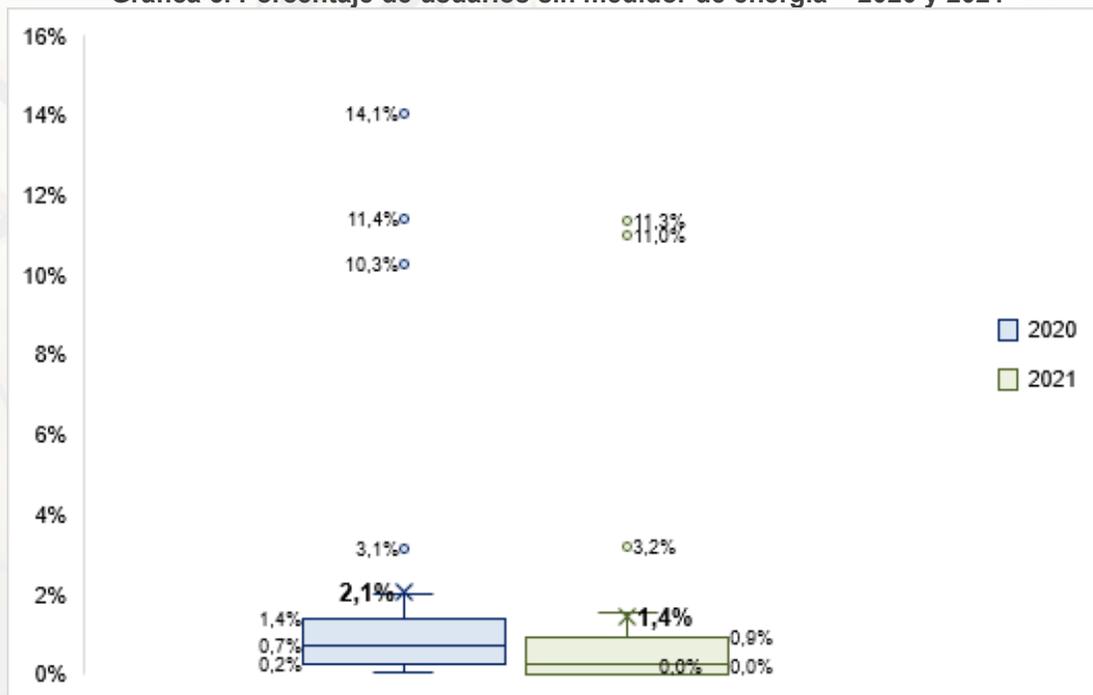
Por otro lado, se resalta que, los prestadores que más redujeron sus niveles de estimación en el año de análisis fueron ENELAR, con una disminución de 6,8 p.p.; CETSA y CEO, con un valor menor en 5,4 p.p.; EEP, con una reducción de 4,5 p.p.; y CELSIA COLOMBIA, con una disminución de 3,8 p.p.

Finalmente, a los prestadores que siguen estando por encima del promedio, se les recomienda tomar las acciones necesarias para disminuir los usuarios con estimación de consumo, y especialmente a EMCALI y EPM, quienes durante el 2021 pasaron de estar por debajo de la media a estar por encima; lo anterior, debido a que aumentaron sus niveles de estimación en 2,3 y 2,0 p.p., respectivamente. Ante esta condición, la Superintendencia realizará un seguimiento especial, con el objetivo de que ambos prestadores mejoren sus porcentajes de lectura real.

### 4.3 Suscriptores sin medidor

En la Gráfica 5 se emplea un diagrama de cajas y bigotes para identificar el porcentaje central de usuarios sin medidor, las empresas con porcentajes extremos de usuarios sin dispositivos de medida y los intervalos promedio para los años 2020 y 2021.

Gráfica 5. Porcentaje de usuarios sin medidor de energía – 2020 y 2021



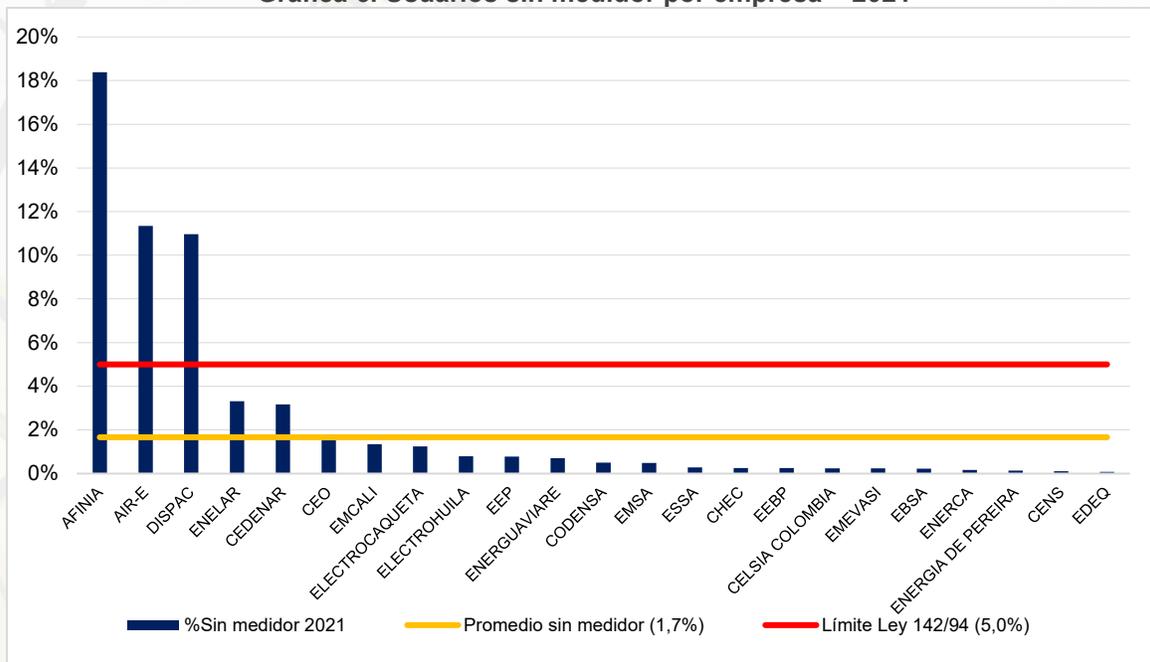
Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

<sup>21</sup> Al desestimar el reporte de AFINIA para agosto de 2021, el porcentaje de estimación se incrementa a 7,9%; lo anterior, dado que, en el actual reporte, aparece el 99% de usuarios sin medidor, y no aparece ningún usuario con estimación en el consumo para el mes de referencia, lo que reduce el porcentaje señalado.

De acuerdo con la **Gráfica 5**, se observa que en el año 2021 el nivel promedio de usuarios sin medidor fue de 1,7%, presentando una reducción de 0,4 p.p. con respecto al año 2020; y retornando al mismo porcentaje de 2019, el cual fue también de 1,7%. El análisis para el 2021 señala que la mitad de las empresas estimaron entre el 0,0% y el 0,9% de los usuarios de su mercado de comercialización. No obstante, es necesario hacer la claridad de que, en caso de desestimar el dato reportado por AFINIA en agosto de 2021, el promedio de usuarios sin medidor se reduce hasta 1,4%.

A continuación, se realiza un análisis del porcentaje de usuarios sin medidor por cada empresa durante el año 2021. En líneas horizontales se indican el nivel promedio de usuarios sin medidor, y el límite máximo permitido por la Ley 142 de 1994. Es pertinente señalar que el artículo 146 de la Ley ibidem establece que las empresas comercializadoras de energía eléctrica debían alcanzar un nivel de macro y micromedición mínimo de 95% a 1997; es decir, a la fecha no debería encontrarse un porcentaje de usuarios sin medidor mayor al 5%.

**Gráfica 6. Usuarios sin medidor por empresa – 2021**



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

El diagnóstico desagregado por empresa muestra que veintinueve (29) de las comercializadoras analizadas<sup>22</sup> tuvieron porcentajes de usuarios sin medidor por debajo de 1,7%; CEDENAR y ENELAR estuvieron por encima del promedio, pero debajo del límite de 5% referenciado en el artículo 146 de la Ley 142 de 1994; mientras que DISPAC, AIR-E y AFINIA se ubicaron por encima del límite de la Ley, con 11,0%, 11,3% y 18,4%, respectivamente. En línea con el análisis previo para estimación del consumo, es necesario señalar que, en caso de desestimar el dato reportado por AFINIA en el mes de agosto de

<sup>22</sup> Se incluyen las once (11) empresas que reportaron porcentajes de usuarios sin medidor entre 0,0 y 0,1% para 2021, y las dieciocho (18) empresas que se observan por debajo de la barra amarilla en la gráfica.

2021, el porcentaje para dicha empresa se reduce al 11,0%, estando aún muy por encima del resto de comercializadores en el SIN.

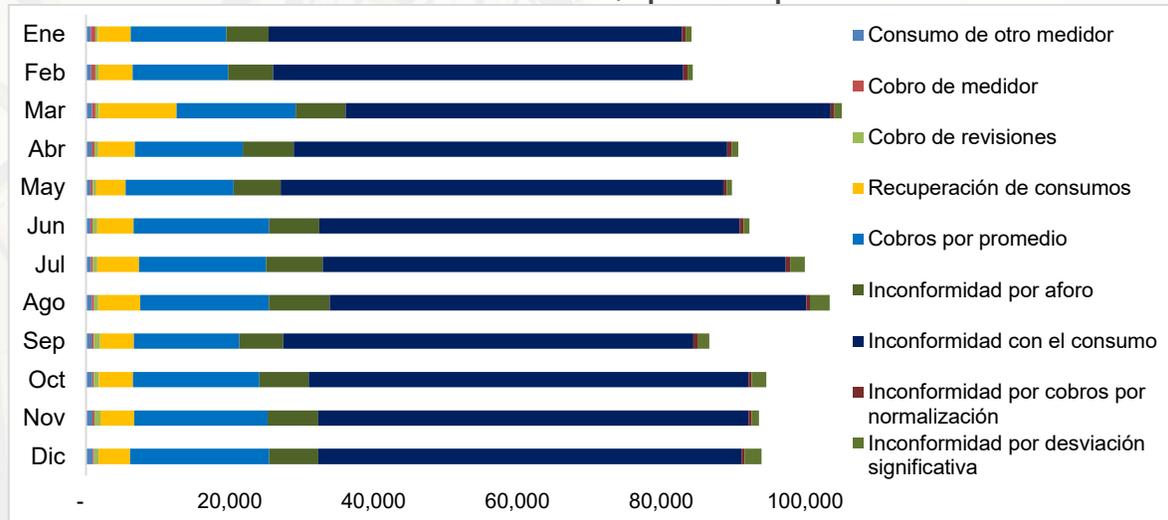
Los prestadores que más incrementaron sus porcentajes de usuarios sin medidor en el 2021, con respecto al 2020, fueron AFINIA, con un incremento de 7,0 p.p. y ENELAR, con un porcentaje superior en 2,4 p.p. Se reitera que en los casos de DISPAC, AFINIA y AIR-E existen Programas de Gestión con los cuales se busca que los prestadores logren un mejor comportamiento en estos indicadores. Por otro lado, se resalta que el prestador que más redujo su porcentaje de usuarios sin medidor fue CODENSA, con una reducción de 1,5 p.p.

#### 4.4 Peticiones, quejas y reclamos por concepto de medición

Con el objetivo de evaluar la percepción de los usuarios sobre los conceptos relacionados con la medición del consumo, a continuación, se presenta el seguimiento realizado por la DTGE a las PQR reportadas en el SUI por las empresas, a partir de la información recopilada en el formato 971 de la Resolución SSPD 20151300054575 modificada por la Resolución SSPD 20188000076635, según las clasificaciones allí establecidas y que pueden tener una relación con problemas en la determinación del consumo o del comportamiento de los instrumentos de medida.

En la **Gráfica 7** se presenta la evolución mensual de las PQR relacionadas con inconformidades con el consumo facturado, cobros por promedio, inconformidades sobre el aforo de carga, recuperación de consumos, inconformidad por desviación significativa, consumo de medidor de otro predio, cobros de revisiones, inconformidades por cobros por normalización, y cobros de medidor.

**Gráfica 7. Evolución mensual de las PQR por concepto de medición – 2021**



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

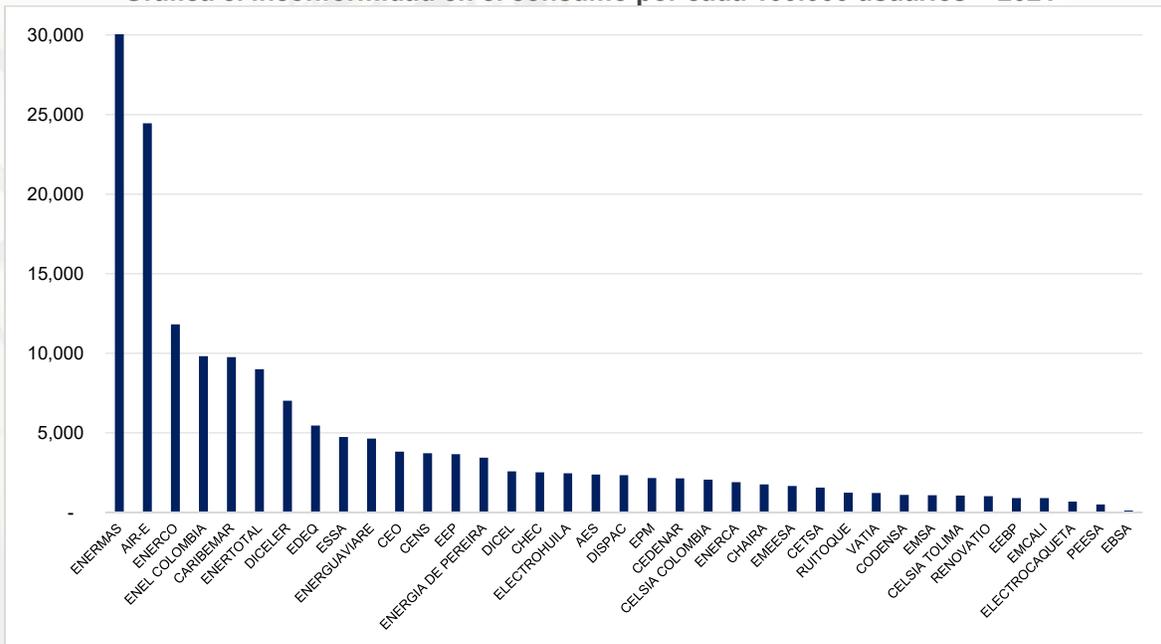
De acuerdo con la **Gráfica 7**, se observa que los meses de marzo y agosto de 2021 fueron los meses con mayor número de PQR allegadas a las empresas por conceptos de medición, con un valor de 105.102 y 103.456 reclamaciones, respectivamente. De otro lado, los meses con menor número de PQR sobre medición, fueron enero, febrero y septiembre de 2021, con 84.213, 84.405 y 86.715 reclamaciones, respectivamente. Las reclamaciones que presentaron mayor incremento en el año 2021 fueron las relacionadas con el aforo de carga, las cuales aumentaron en 170,3%; mientras que las reclamaciones que más se

redujeron fueron las relacionadas con el cobro del medidor, cayendo 73,3% con respecto al año 2020.

En resumen, la mayor causal de reclamaciones es la relacionada con inconformidades por el consumo facturado, las cuales representaron el 65,2% del total de PQR, y que seguido por los cobros por promedio (17,7%), las inconformidades por aforo significaron el 7,4% y la recuperación de consumo (5,8%), respecto del total las PQR en el año 2021. Ahora bien, con el fin de determinar el comportamiento de los comercializadores según los PQR que sus usuarios interponen, a continuación, se presentan análisis para estos cuatro (4) principales tipos de reclamación, determinado para cada comercializador por cada 100.000 usuarios, lo que permite de manera más adecuada hacer la comparación entre prestadores teniendo en cuenta que su participación en el mercado del país es diferente.

Es así, como en la Gráfica 8 se observa que ENERMAS es la empresa que más PQR por inconformidades en el consumo recibe, con un total de 30.769 reclamaciones por cada 100.000 usuarios (18,4% del total de PQR para la causal); seguida de AIR-E, quien alcanza un valor de 24.449 PQR sobre el consumo facturado por cada 100.000 usuarios (14,6% del total de PQR para la causal). La tasa de PQR sobre dicho tema se encuentra por debajo de 12.000 para el resto de las empresas analizadas, donde EBSA mantiene la menor relación, con un total de 117 PQR por cada 100.000 usuarios por inconformidades en el consumo (0,4% del total de PQR para la causal). En la Tabla 19 de los anexos al presente informe se presenta la relación desagregada para cada empresa.

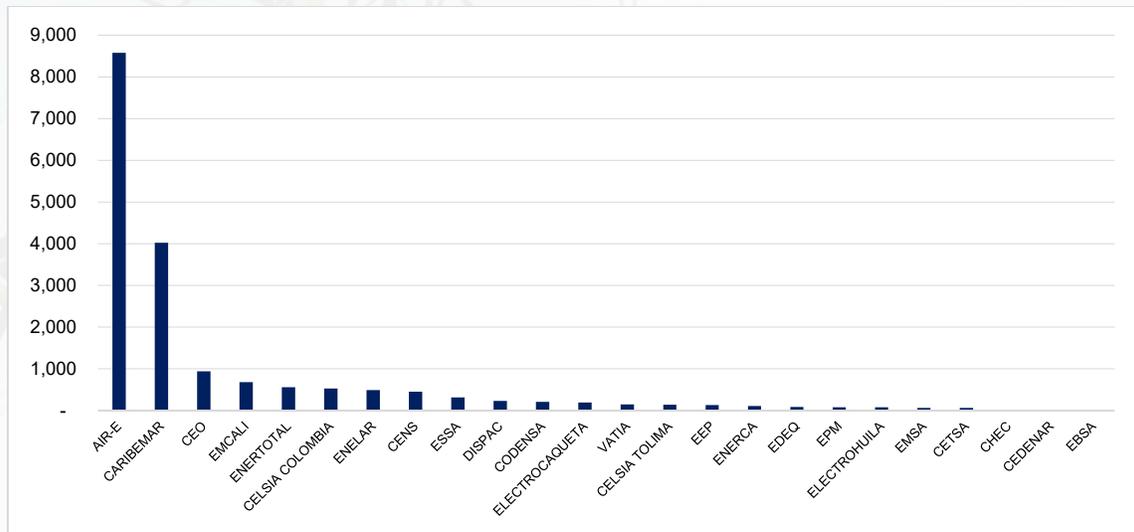
Gráfica 8. Inconformidad en el consumo por cada 100.000 usuarios – 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

En la Gráfica 9 se presentan para las empresas analizadas, las PQR relacionadas con cobros por promedio, por cada 100.000 usuarios en el mercado de comercialización.

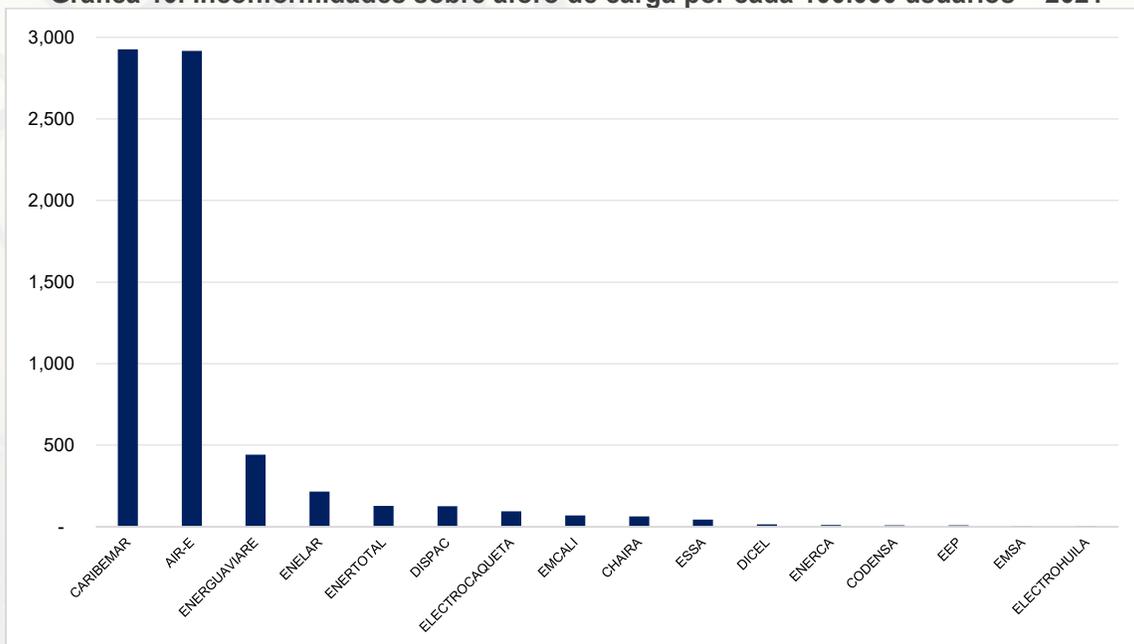
Gráfica 9. Inconformidad sobre cobros por promedio por cada 100.000 usuarios – 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

AIR-E y AFINIA son las empresas que más PQR reportan relacionadas con cobros por promedio, con una relación de 8.573 y 4.022 reclamaciones por cada 100.000 usuarios respectivamente, quienes reflejaban a su vez el 47,2% y el 22,2% del total de PQR para la causal; mientras que el resto de los prestadores tiene una relación por debajo de 1000, donde EBSA mantiene la menor relación, con un total de 1 PQR sobre consumos por promedio por cada 100.000 usuarios. En la Tabla 19 de los anexos al presente informe se presenta la relación desagregada para cada empresa.

Gráfica 10. Inconformidades sobre aforo de carga por cada 100.000 usuarios – 2021



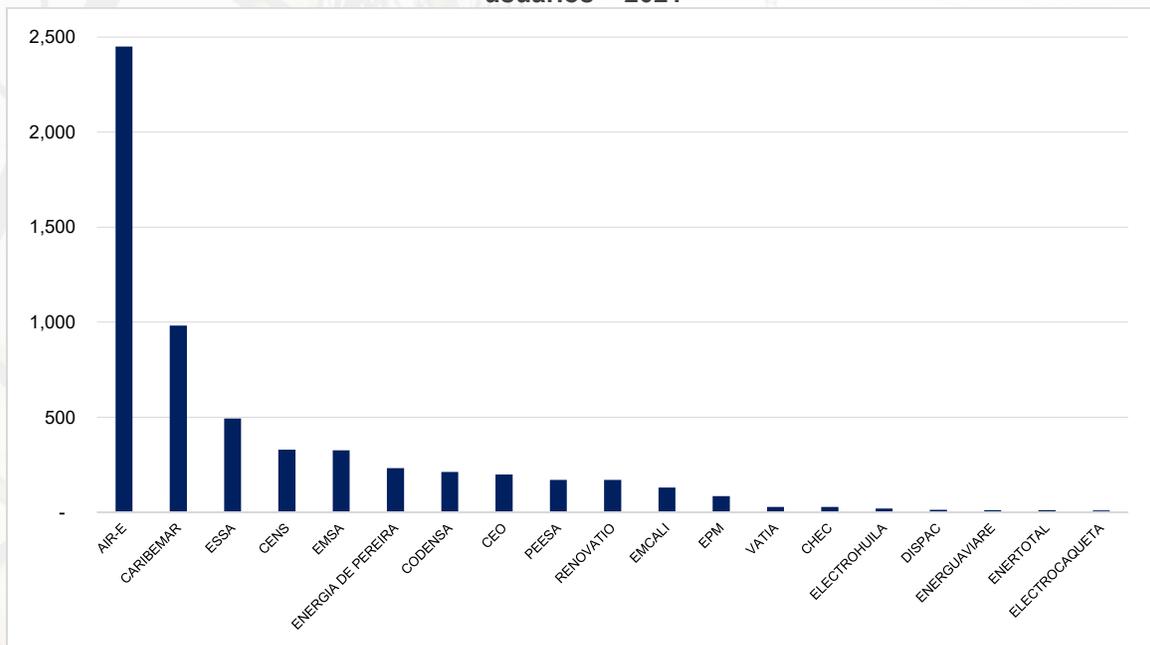
Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Como se observa en la Gráfica 10, AFINIA y AIR-E son las empresas que más PQR reciben por inconformidades en el aforo de carga individual, con una relación de 2.926 y 2.917 reclamaciones por cada 100.000 usuarios respectivamente, quienes reflejaban a su vez el

41,3% y el 41,1% del total de PQR para la causal; mientras que el resto de los prestadores tiene una relación por debajo de 500 PQR sobre por cada 100.000 usuarios. En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** de los anexos al presente informe se presenta la relación desagregada para cada empresa.

En relación con las reclamaciones por recuperación de consumos, nuevamente AIR-E y AFINIA son las empresas que más PQR reportaron relacionadas con recuperación de consumos, con una relación de 2450 y 981 inconformidades por cada 100.000 usuarios respectivamente; mientras que el resto de los prestadores tiene una relación por debajo de 500, donde CELSIA COLOMBIA mantiene la menor relación, con un total de 2 PQR sobre recuperación de consumos por cada 100.000 usuarios. En la Tabla 19 de los anexos al presente informe se presenta la relación desagregada para cada empresa.

Gráfica 11. Inconformidades sobre recuperación de consumos por cada 100.000 usuarios – 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

#### 4.5 Fallas en los dispositivos de medida

Uno de los factores relacionados con medición y asociados con el índice de PQR relacionadas anteriormente tiene que ver con las fallas en los instrumentos de medida. Adicionalmente, el tema de vigilancia de las fallas es un aspecto fundamental sobre el cual tienen que hacer seguimiento las empresas prestadoras de servicios públicos a razón de dar cumplimiento a lo estipulado en el Código de Medida, definido en la Resolución CREG 038 de 2014.

En la información requerida a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, se obtuvo información del reporte de fallas en los sistemas de medición de las empresas. La Tabla 5 muestra el reporte de las fallas clasificadas por las tipologías de fallas más representativas y el porcentaje de ocurrencia respecto al total de fallas reportadas.

Tabla 5. Resumen de fallas por causal

Tipo de Falla	Fallas comunicaci ón	Fallas sobrecorre nte	Falla de calibraci ón	Falla descargas atmosféricas	Falla cortocircuito	Incorrecta conexión del dispositivo	Incumplimiento del grado de protección IP	Hurto	Otro <sup>23</sup>
<b>Cantidad</b>	6.605,7	10.778	30.083	632	6.638	1047	298	19.356	86.495
<b>%</b>	4,1%	6,7%	18,6%	0,4%	4,1%	0,6%	0,2%	12,0%	53,4%

Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

Bien se puede hacer la recopilación de la cantidad de fallas por empresa y con base en eso hacer el análisis. En ese caso, y como es de esperarse, las empresas con la mayor cantidad de usuarios son las que reportan la mayor cantidad de fallas. De esto que, empresas como EMGESA<sup>24</sup>, EPM, AIR-E y AFINIA sean las que mayor cantidad de fallas registren, sin implicar directamente que se trate de mayor cantidad de fallas por usuarios atendidos.

Para ello, un mejor ejercicio consiste en ver la cantidad de fallas que tendría una empresa a razón de la cantidad total de usuarios y del total de fallas reportadas. Para el análisis se toman dichas variables y se calcula la cantidad de fallas por cada 100.000 se realizó una revisión del comportamiento en la disminución o aumento de la tasa de fallas según los datos reportados en el informe diagnóstico para la vigencia 2020.

En la **Gráfica 12** se presenta la razón entre la cantidad de fallas reportadas por las empresas para el año 2021 y las fallas reportadas para el año 2020. De ahí que en los casos en que dicha tasa sea mayor a 1, significa que la cantidad de fallas aumentó con relación al año anterior y viceversa. Para dar un ejemplo, para algunas de las empresas que reportaron mayor número de fallas en el año 2020 a saber, EMGESA, EPM, AIR-E y CENS, AIR-E tuvo una reducción del 56% en la cantidad de fallas reportadas, seguida de CENS con un 33% y finalmente se muestra a EPM quien también redujo el número de fallas en un 15%. De las cuatro, la empresa que tuvo un incremento en el número de fallas reportadas fue EMGESA<sup>25</sup> con un 3% de fallas más con relación al año anterior.

Debe tenerse en cuenta que, la información de fallas aquí reportada por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica corresponde al total de sus usuarios, razón por la cual, al hacer la comparación con los reportes de fallas que hacen estas mismas empresas al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), los números no corresponden, debido a que, por definición, las fronteras comerciales se clasifican en Fronteras Comerciales con reporte al ASIC y Fronteras Comerciales sin reporte al ASIC<sup>26</sup>.

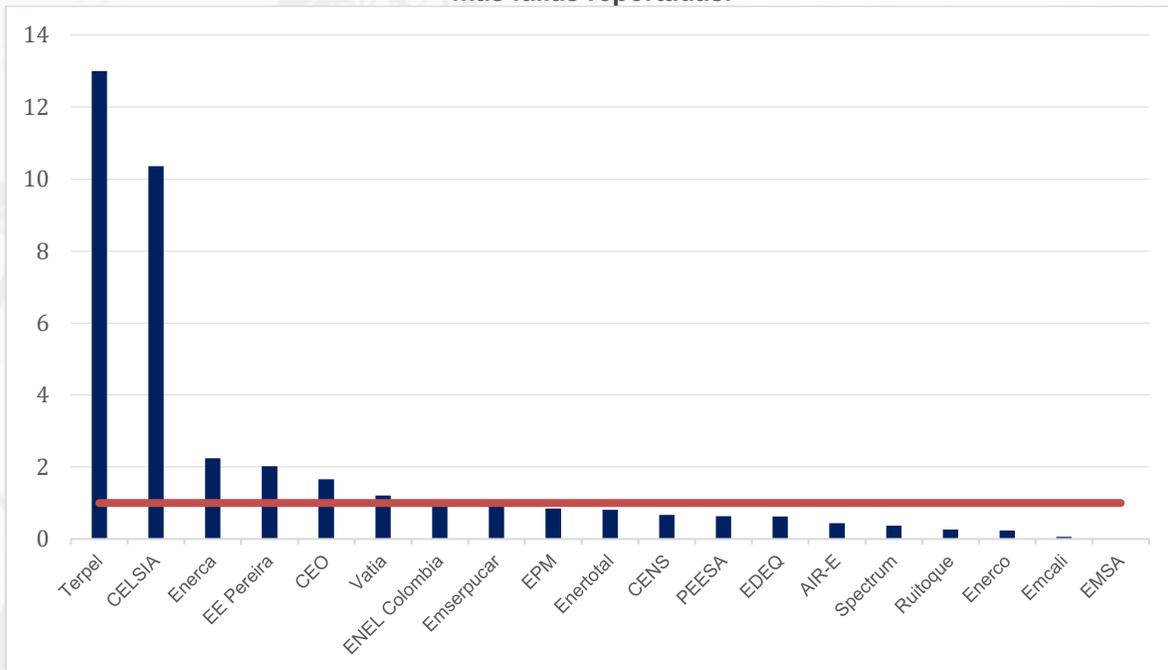
<sup>23</sup> Otros tipos de fallas, conforme a lo que reportan las empresas, se trata de las siguientes: display dañado, medidor no registra, registrador en mal estado, sin sello principal, carcasa principal rota, bobina aislada, LED no pulsa, bornera quemada, inconsistencias en la lectura, error de medida, fase y carga en el mismo borne, líneas directas, medidor frenado, medidor sulfatado, medidor oxidado, medidor quemado, numerador en mal estado, tapa principal quemada, tapa principal perforada, tapa principal en mal estado, circuito de tensión en mal estado.

<sup>24</sup> Es importante señalar que el día 1 de abril de 2022 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P. (antes «EMGESA S.A. E.S.P.») realizó la fusión por absorción de las sociedades CODENSA S.A. E.S.P y ENELGREEN POWER S.A.S. E.S.P.; por lo tanto, para todos los efectos, a continuación, se menciona al prestador bajo el nombre de ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P.

<sup>25</sup> Se utiliza el nombre de ENEL, dado que la información sobre fallas fue remitida por la empresa una vez realizada la fusión por absorción señalada previamente.

<sup>26</sup> Artículo 2 de la Resolución CREG 157 de 2011 modificado por el artículo 3 de la Resolución 9 de 2012.

Gráfica 12. Comparación del total de fallas para los años 2020 y 2021 para las empresas con más fallas reportadas.



Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

En el presente informe se recoge la información de las fallas en ambos tipos de fronteras, mientras que, en el ASIC, sólo se encuentra información del tipo de fronteras con reporte al ASIC. Es de esperarse entonces que, cuanto menos, la cantidad de fallas que reportan las empresas para este informe sea la misma que lo reportado al ASIC.

Ahora bien, teniendo en cuenta lo anterior, hay varios aspectos que mencionar al respecto del reporte de fallas emitido por las empresas y usada como fuente de elaboración del presente informes:

- Ruitoque reporta únicamente 8 fallas, las cuales son por no calibración, y que corresponden a usuarios residenciales de estrato 6; fallas relacionadas a los 2.470 medidores con los que cuenta. Como se evidencia en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, el índice de fallas por cada 100.000 usuarios corresponde a 0,32. Aun así, en su Informe Anual de Operación del CGM, se reportan 157 fallas, todas atribuidas al sistema de comunicación donde se deja la observación de que, en el mes de diciembre se presentó un problema con el servidor del CGM y se presentó la falla de 124 fronteras «No Envío de Lectura». Adicionalmente, en el portal BI de XM se encuentran reportadas para Ruitoque 143 fallas para el año 2021, de las cuales 141 corresponden a «No Envío de Lectura», 1 corresponde a «Falla Dispositivos de Interfaz de Comunicación» y 1 corresponde a «Falla Transformador de Potencial (TP)».

Como se había mencionado anteriormente, es normal que el reporte de fallas aquí presentado sea muy superior (cuanto menos debería ser igual) a lo que se reporta en el informe del CGM y la información que se encuentra en el portal de XM debido a que para el diagnóstico se deben reportar también las fallas en las fronteras sin reporte al ASIC. Por tal razón, se presenta una clara diferencia en todos los reportes

realizados por Ruitoque, no solo en el número de fallas reportado sino en las causas que originaron estas fallas.

- Una situación similar ocurre con Profesionales en Energía (PEESA). Esta empresa reporta para el presente informe un total de 29 fallas. Sin embargo, en el informe del CGM se reportan 33 fallas, atribuidas principalmente a fallas por sistema de comunicación y en el portal de XM hay un reporte de 60 fallas de las cuales 47 corresponden a «Falla Dispositivos de interfaz de Comunicación», 4 a «Falla en Contador Principal» y 4 a «Falla Transformador de Corriente (TC)».
- EMSA únicamente reporta tres fallas para este informe diagnóstico, todas para usuarios residenciales estrato 1; reporta 4 fallas en el informe del CGM referente a la comercialización (3 por no envío de lectura y 1 por un TC quemado) para la actividad de generación no reporta fallas. En el portal de XM se reportan 8 fallas por parte de EMSA, 5 respecto al mercado no regulado y tres al de generación; la falla del TC quemado se reporta, y 7 corresponden a no envío de lectura. Otro aspecto que llama altamente la atención es que, EMSA, reporta un total de 366 591 medidores, lo que arroja un índice de fallas por cada 100 000 habitantes de 0.8 el cual es extremadamente bajo comparado con las demás empresas y en consideración al número de usuarios que reporta.
- EMCALI reporta 211 fallas, al igual que en los casos anteriores, al comparar, por ejemplo, con los datos reportados en el portal de XM, en este último están reportadas 428 fallas. Cabe recordar que 377 de esas fallas reportadas a XM ocurrieron todas en un mismo día.
- ESSA informa, ante la solicitud de información que, «no cuenta actualmente con una estadística del registro del tipo de fallas que presentan los medidores», hecho que preocupa a esta Superintendencia.

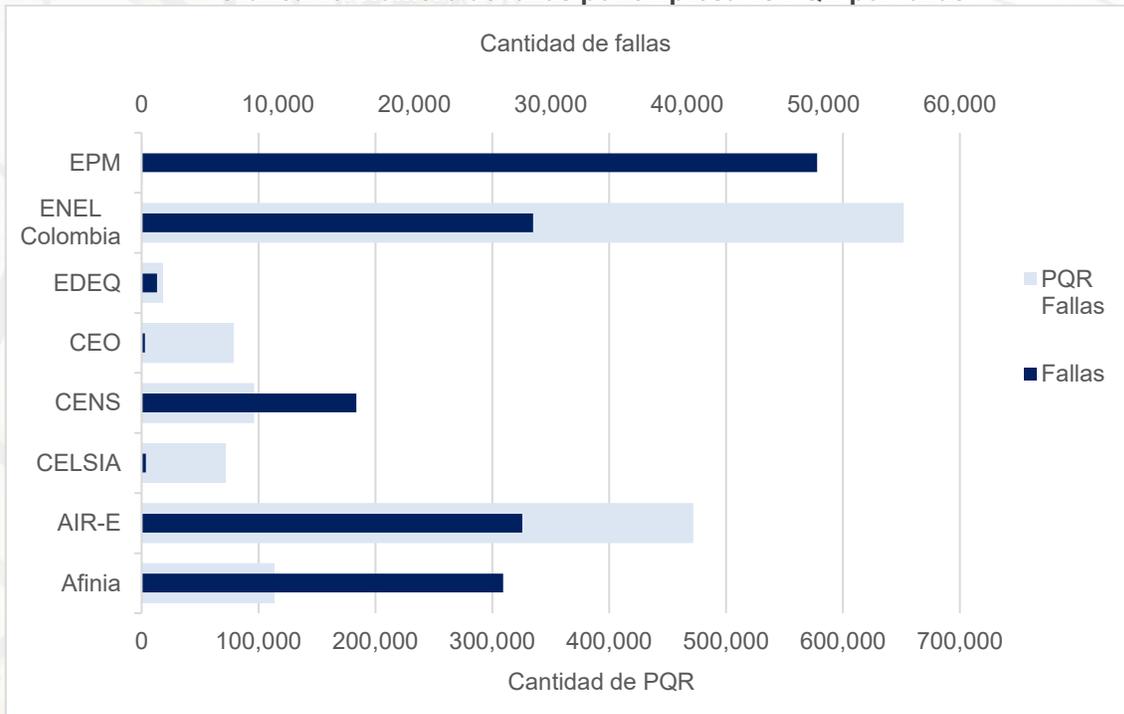
A pesar de lo anterior, existe una reducción significativa en la cantidad de fallas reportadas por las empresas en comparación con el año 2020, el parámetro asociado a las quejas por dichas fallas es un factor que se tiene en cuenta para el análisis a razón de que esto es un indicador de la satisfacción (o insatisfacción) de los usuarios con la calidad de la energía que es suministrada por parte de las empresas prestadoras. La Superintendencia realiza este análisis para que, en caso de ver la necesidad, establezca planes de mejora con las empresas a fin de garantizar un buen servicio a los usuarios. Si bien se notan mejoras significativas en varias empresas, el llamado es, de forma general, a propender por prevenir, mitigar, y corregir de manera oportuna estos fenómenos que impactan directamente a los usuarios.

#### 4.5.1 Relación de PQR por fallas con el número de fallas reportado.

Para finalizar el análisis relacionado al tema de fallas, se realizó un paralelo entre el número de fallas reportado por las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica y la cantidad de PQR presentada por los usuarios al respecto de fallas en los sistemas de medición. cuyo resultado se observa en la **Gráfica 13**.

Antes de cualquier análisis, lo primero que debe notar el lector de la Gráfica 13, es que los ejes de fallas y de PQR no están a la misma escala, el eje de PQR (eje inferior) es aproximadamente 10 veces la escala del eje de fallas. Esto significa que, de modo muy general, y como se muestra en la gráfica, la razón entre la cantidad total de PQR y el número total de fallas es cercano a 10. Aclarado lo anterior, haciendo una comparación entre la proporción que hay entre la cantidad de PQR por fallas y la cantidad de fallas para las empresas que mayor número de estas magnitudes reportan, se tiene que, de forma general, la razón entre las dos cantidades que se comparan es mayor a 1, lo que significa que por cada falla hay más de una queja relacionada. Para todos los demás, la razón entre esas dos cantidades se presenta en la Tabla 6.

Gráfica 13. Número de fallas por empresa vs PQR por fallas



Fuente: Información masiva, Construcción: DTGE

En la Tabla 6 se muestra la razón entre el número de PQR y el número de fallas para cada empresa, para las empresas sobre las cuales se reportaron PQR relacionadas a fallas.

Tabla 6. Tasa de PQR en relación a la cantidad de fallas por empresa.

Empresa	Total Fallas	PQR Fallas	Razón entre PQR y Fallas
Afinia	26499	113755	4,293
AIR-E	27913	471857	16,905
CELSIA	321	71993	224,277
CENS	15740	96172	6,110
CEO	244	78885	323,299
EDEQ	1138	18327	16,105
EE Pereira	1692	1361	0,804
Emcali	154	646	4,195
EMSA	3	1671	557,000

Emserpucar	15	6	0,400
Emgesa	28697	652103	22,724
Enerca	2642	17	0,006
Enerco	4	553	138,250
Enertotal	71	5053	71,169
EPM	49536	900	0,018
PEESA	29	309	10,655
Spectrum	24	1	0,042
Vatia	297	284	0,956

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores – Cálculos y elaboración: DTGE

La información que se muestra en la anterior tabla corresponde a la información reportada por las empresas de las fallas en sus sistemas de medición y de las PQR que se obtienen del SUI por dicho evento. Un número menor 1 implica tener una cantidad menor de quejas con relación a las fallas.

#### 4.6 Avance de proyectos AMI implementados en Colombia

Como se mencionó en el capítulo 2 del presente informe, en el año 2022 la CREG emitió la Resolución CREG 101 001 de 2022, en la cual se establecen las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en el SIN. De acuerdo con el regulador, la implementación de AMI generaría beneficios en aspectos comerciales y técnicos al reducir las pérdidas no técnicas, dinamizar la competencia del mercado minorista, los costos de lectura y desconexión remota; así mismo, se espera que logre una mejora en la calidad del servicio disminuyendo la duración de interrupciones. Los beneficios que se esperan del despliegue de AMI tienen un horizonte de corto, mediano y largo plazo, de la siguiente manera<sup>27</sup>:

- **Potenciales beneficios en el corto plazo:**
  - Reducción en los costos de lectura de los medidores.
  - Reducción del costo por la suspensión y reconexión del suministro de forma remota.
  - Costo evitado del medidor convencional.
- **Potenciales beneficios en el mediano plazo:**
  - Reducción de pérdidas técnicas.
  - Mejoras en la calidad de la energía.
- **Potenciales beneficios en el largo plazo:**
  - Reducción del Precio de Energía (esquema de tarifas horarias).
  - Reducción de pérdidas no técnicas.
  - Inversiones diferidas en distribución + amortización.
  - Reducción de costos de atención al usuario (beneficios por el cambio en los ciclos de facturación, la gestión en los riesgos de cartera y mejoras en la facturación, y en general en los procesos de atención al usuario).
  - Ahorro en los costos de compra de energía (menor consumo medio).

<sup>27</sup> Documento CREG-175 de 2020.

De forma análoga, se pueden presentar los beneficios de la implementación de AMI según el impacto que generaría sobre el usuario, el Operador de Red (OR) y el comercializador (C). La información se resume en la Tabla 7.

**Tabla 7. Potenciales beneficios de la implementación de AMI en el SIN**

Principales beneficios	Agente beneficiado		
	OR	C	Usuario
Disminución de las pérdidas	x		
Mejoramiento de la calidad del servicio	x		
Mejoramiento del vínculo cliente-red	x		x
Disminución en los costos de compra de energía		x	
Ahorro en lectura remota de medidores		x	
Incremento en los procesos de recaudo		x	
Disminución en el costo anual de sostenimiento		x	
Incremento en la eficiencia de los procesos de facturación		x	
Mejora en procesos de atención a usuarios		x	x
Ahorro en costos de comercialización asociados a usuarios prepago		x	
Costo evitado del medidor			x
Mayor certeza en la energía real consumida (menor estimación)			x
Reconexión del servicio de forma inmediata	x		x
Uso racional/ eficiente de la energía (monitoreo del consumo)			x
Facilita la selección del prestador del servicio			x
El usuario No será el único responsable del medidor (responsabilidad compartida)			x

Fuente: CREG – Elaboración: DTGE

Frente a la implementación de AMI, la DTGE ha venido solicitando a las empresas información sobre los proyectos AMI implementados. Al respecto, para la información de la vigencia 2021 se tuvo respuesta de once (11) empresas que se listan a continuación (Tabla 8), y que en conjunto suman un total de 114.941 usuarios beneficiados de la tecnología de medición avanzada.

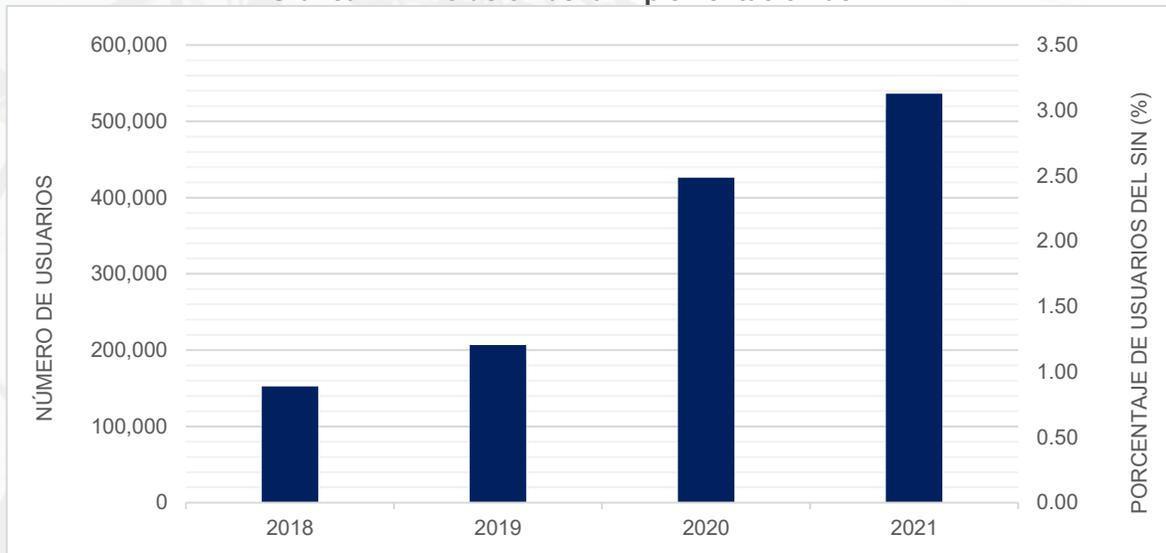
**Tabla 8. Usuarios beneficiados de proyectos AMI – 2021**

Empresa	Año 2021
AFINIA	10.548
CELSIA COLOMBIA	0
CELSIA TOLIMA	15.321
CELSIA VALLE	3.794
CEO	7.034
DISPAC	0
EE BAJO PUTUMAYO	1.006
ELECTROHUILA	74
EMCALI	3.177
EMSA	227
EMGESA	73.520
ENELAR	55
ENERTOTAL	182
SOUTH 32	3
<b>Total</b>	<b>114.941</b>

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores – Cálculos y elaboración: DTGE

Comparando estos datos con los presentados para los informes de diagnóstico anteriores se tiene la siguiente evolución de usuarios con medición AMI en el SIN:

Gráfica 14. Evolución de la implementación de AMI.



Fuente: Información empresas – Elaboración: DTGE

Se observa que, para el año 2021 la cantidad de nuevos usuarios con esta nueva infraestructura de medición es un 55%<sup>28</sup> de los usuarios que cambiaron a esta tecnología en el año 2020, lo que puede entenderse como una desaceleración frente a lo logrado en el 2020; Es importante recordar que, dada la regulación actual expedida por la CREG, así como la normatividad emitida por el MME sobre AMI, en el año 2030 el país debe tener un despliegue de esta tecnología en el 75%<sup>29</sup> de sus usuarios, razón por la cual, el seguimiento a esta evolución es un aspecto que se mantiene bajo constante seguimiento por parte de esta Superintendencia.

Sin embargo, se destaca que algunas empresas han iniciado proyectos de AMI, como es el caso de AFINIA, ELECTROHUILA, y ENERTOTAL.

#### 4.6.1 Clasificación AMI en Colombia.

Conforme la información reportada por las empresas en el año 2020, el 92% de los medidores inteligentes habían sido instalados en el sector residencial, en donde los usuarios de estratos 1 y 2 tienen la mayor proporción de medición avanzada, correspondiente al 58% de los esquemas implementados. Para el año 2021, de los proyectos AMI implementados en el SIN, el 89% fue para el sector residencial y el 11% restante para sector no residencial, mayoritariamente para el sector comercial.

En el año 2021 también hubo un cambio significativo en la distribución de los medidores respecto al tipo de estrato de los usuarios, con respecto al año anterior. Mientras que en 2020 la mayoría de los usuarios con medición inteligente se encontraba en el estrato 1, para el año 2021, los proyectos implementados fueron en su mayoría para usuarios de

<sup>28</sup> Tomando en cuenta los datos reportados para el diagnóstico de medición con vigencia 2020.

<sup>29</sup> Artículo 8 de la Resolución 40072 de 2028 modificado por el artículo 4 de la Resolución 40483 de 2019.

estrato 3, seguido del estrato 2 y luego el estrato 1. La distribución de medidores avanzados por estrato se relaciona en la Tabla 9.

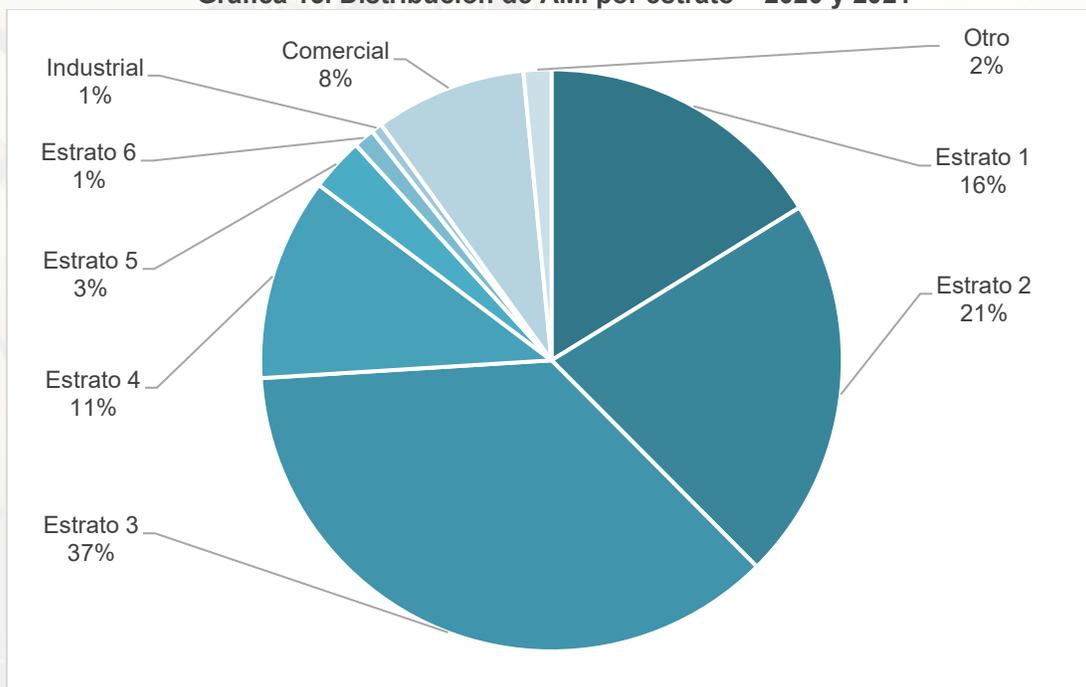
Tabla 9. Distribución de AMI por estrato – 2020 y 2021

Sector	2020	2021
Estrato 1	40603	18622
Estrato 2	15787	24533
Estrato 3	3347	41928
Estrato 4	443	12947
Estrato 5	75	3429
Estrato 6	25	1336
Industrial	372	707
Comercial	4730	9664
Otro	571	1775

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores – Cálculos y elaboración: DTGE

Gráficamente, la distribución para el año 2021 se presenta en la Gráfica 14. El impacto en la distribución fue un efecto causado por la alta participación de EMGESA en la implementación de esta nueva infraestructura de medición avanzada, en comparación con las otras empresas del mercado. Para el año 2021 EMGESA<sup>30</sup> tuvo la mayor instalación de medidores avanzados en su mercado, especialmente en los usuarios estrato 3, lo cual se evidencia en la gran proporción de dichos usuarios en la gráfica de la Gráfica 15.

Gráfica 15. Distribución de AMI por estrato – 2020 y 2021

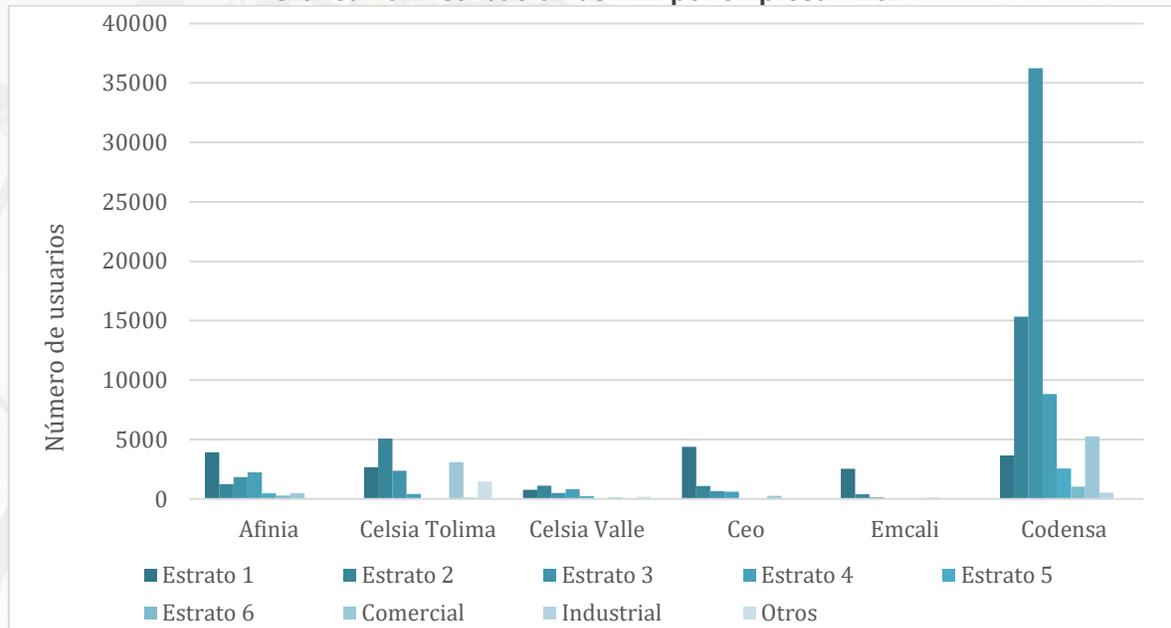


Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

<sup>30</sup> Se utiliza el nombre de ENEL, dado que la información sobre fallas fue remitida por la empresa una vez realizada la fusión por absorción señalada previamente.

La distribución de la instalación de medidores inteligentes para cada sector y por empresa se muestra en la Gráfica 16, en esta se muestran únicamente las empresas con mayor participación.

Gráfica 16. Distribución de AMI por empresa – 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Las empresas señalaron que para finales del año 2021 se encontraban en proceso de ejecución proyectos de implementación de AMI, y reportaron el porcentaje de avance de dichos proyectos, donde se evidencia el hecho de que están adelantando proyectos piloto a partir de los requisitos establecidos por la regulación, y evaluar la relación de beneficio y costo que conlleva la implementación de AMI en los usuarios de su mercado. El porcentaje de avance en relación con el número de usuarios por empresa se presenta en la Tabla 10.

Tabla 10. Avance de los proyectos de AMI por empresa – 2021

Empresa	Nombre de proyecto	Usuarios beneficiados	Porcentaje avance
AFINIA	CONPES 3966 Aseguramiento de red y Multifamiliares Bolívar Norte	5.387	13%
	Aseguramiento de red 2021	5.161	5%
CEO	TWACS	6.091	50%
	WINSKY V2	305	58%
	HEXING	638	42%
EEBP	Implementación de un sistema de medida avanzada para la disminución del índice de pérdidas y gestión de usuarios en el área de cobertura en la Empresa de Energía del Putumayo	32.000	3,14%
Electrohuila	Reserva de la Sierra Torre 5	74	70%
EMSA		227	100%
CODENSA	Piloto AMI	73.520	100%
Enelar	PILOTO TELEMEDIDA T0260	55	100%
Enertotal	Proyecto Hacienda Condominio AMI 2021	55	100%
	Proyecto Ciudad del Campo AMI 2021	127	100%

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores – Cálculos y elaboración: DTGE

De los proyectos relacionados en el informe del diagnóstico de medición para el final del año 2020, se evidencia que las empresas CEO y DISPAC se encontraban con un avance menor a 100% en sus proyectos. En el caso de CEO, su proyecto llamado CAM V2 reportó para finales de 2020 un porcentaje de avance de 50%, proyecto que no fue mencionado por la empresa en la información remitida para el año 2021. El proyecto TWACS de CEO cerró el año 2020 con un estado de avance del 8%, mientras que en el año 2021 reportó un 50% de avance. Por su parte, la empresa DISPAC no remitió información de su proyecto en el 2021, pero en el año 2020 presentaba el proyecto DG-013-2020 con porcentaje de 64%.

Es preciso que los prestadores sean consistentes en los avances y condiciones de sus proyectos AMI sobre los cuales se espera determinar los beneficios y costos de dicho mecanismo.

#### 4.7 Medición prepago

La modalidad de medición prepago surge como una posibilidad de brindar solución a los usuarios que, por su capacidad de pago solo consumen energía para propósitos muy específicos y en cantidades limitadas; en el caso de la tecnología prepago, los usuarios compran una respectiva cantidad de energía previo al consumo de ésta. Nótese que esta modalidad de prestación del servicio de comercialización de energía eléctrica no requiere las actividades de lectura del medidor, reparto de facturación al domicilio ni gestión de cartera en relación con el consumo, por cuanto el consumo se ha prepago. Este fenómeno, además de ser usado por usuarios sin una categoría especial, ocurre también dentro de lo que se ha definido como *Áreas Especiales*, comprendidas por las Áreas Rurales de Menor Desarrollo<sup>31</sup>, las Zonas de Difícil Gestión<sup>32</sup> y los Barrios Subnormales<sup>33</sup>. En la Tabla 11 se muestra la relación de las empresas que cuentan con medición prepago y la cantidad de usuarios por tipo de área especial.

Tabla 11. Usuarios con medición prepago por empresa – 2021

Empresa	Barrios Subnormales	Áreas Rurales de Menor Desarrollo	Zonas de Difícil Gestión	Otro tipo de Usuarios	Total
AFINIA	0	0	246	0	246
AIR-E	0	0	0	2.164	2.164

<sup>31</sup> Área Rural de Menor Desarrollo (ARMD) «es el área perteneciente al sector rural de un municipio o distrito que reúne las siguientes características: (i) presenta un índice superior a cincuenta y cuatro punto cuatro (54.4), conforme con el indicador de las Necesidades Básicas Insatisfechas publicado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística, y (ii) está conectada al circuito de alimentación por medio del cual se le suministra el servicio público de energía eléctrica». Decreto 111 de 2012 MME.

<sup>32</sup> Zona de Difícil Gestión (ZDG) es el «conjunto de usuarios ubicados en una misma zona geográfica conectada al Sistema Interconectado Nacional, delimitada eléctricamente, que presenta durante el último año en forma continua, una de las siguientes características: (i) Cartera vencida mayor a noventa días por parte del cincuenta por ciento (50%) o más de los usuarios de estratos 1 y 2 pertenecientes a la zona, o (ii) Niveles de pérdidas de energía superiores al cuarenta por ciento (40%) respecto a la energía de entrada al Sistema de Distribución Local que atiende exclusivamente a dicha zona. Para ambos eventos los indicadores serán medidos como el promedio móvil de los últimos 12 meses. Así mismo el Comercializador de Energía Eléctrica, debe demostrar que los resultados de la gestión en cartera y pérdidas han sido negativos por causas no imputables a la propia empresa». Ibidem.

<sup>33</sup> Barrio Subnormal (BS) «es el asentamiento humano ubicado en las cabeceras de municipios o distritos que reúne los siguientes requisitos: (i) que no tenga servicio público domiciliario de energía eléctrica o que este se obtenga a través de derivaciones del Sistema de Distribución Local o de una Acometida, efectuadas sin aprobación del respectivo Operador de Red; (ii) que no se trate de zonas donde se deba suspender el servicio público domiciliario de electricidad, de conformidad con el artículo 139.2 de la Ley 142 de 1994, las normas de la Ley 388 de 1997 y en general en aquellas zonas en las que esté prohibido prestar el servicio, y iii) Certificación del Alcalde Municipal o Distrital o de la autoridad competente en la cual conste la clasificación y existencia de los Barrios Subnormales, la cual deberá ser expedida dentro de los quince (15) días siguientes a la fecha de la respectiva solicitud efectuada por el Operador de Red». Ibidem.

CENS	0	23	0	25.136	25.159
CEO	0	48	0	24	72
Electrohuila	0	0	0	5	5
Emcali	0	0	0	14	14
EMSA	745	0	0	745	1490
Enertotal	301	1	0	0	302
EPM	0	16.573	236	275.721	292.530
ESSA	0	375	0	36.859	37.234
<b>Total</b>	<b>1.046</b>	<b>17.020</b>	<b>482</b>	<b>340.668</b>	<b>359.216</b>

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores – Cálculos y elaboración: DTGE

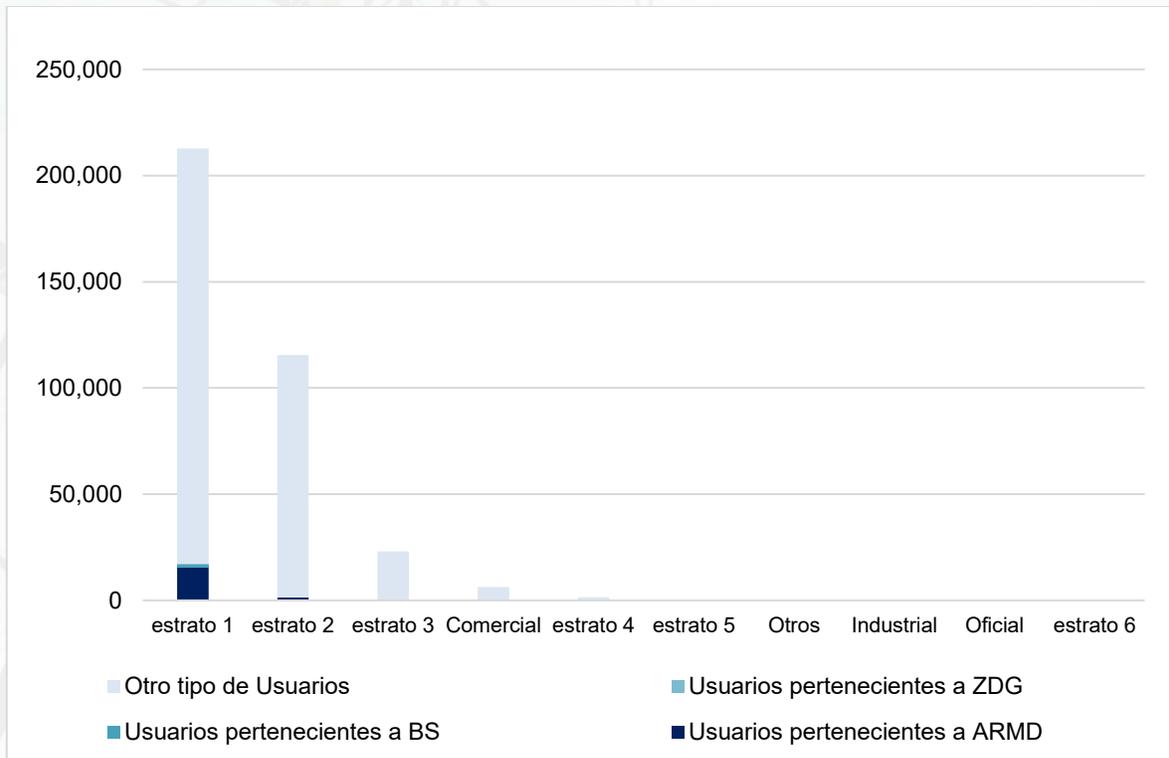
En comparación con el año 2020<sup>34</sup>, la cantidad total de usuarios con medición prepago para el año 2021 se tuvo un leve aumento pasando de 343.779<sup>35</sup> a 359.216 usuarios en esta modalidad. La cantidad total de usuarios en barrios subnormales paso de 390 a 1046, en ARMD se pasó de 14.487 a 17.020 usuarios. Para las ZDG, la cantidad de usuarios disminuyó teniendo, para el periodo 2020, 1.644 usuarios reportados y pasando a tener en 2021 reporte de 482. Para otro tipo de usuarios, se pasó de 327.258 a 340.668. La forma en cómo estos usuarios están distribuidos, por sector, se muestra en la Gráfica 17.

De la Tabla 11 y la Gráfica 17, se infiere que un 94.8% de los usuarios con medición prepago son residenciales (con una pequeña participación de usuarios comerciales). Del total de usuarios, los usuarios pertenecientes a Áreas Rurales de Menor Desarrollo son el 4.7%, el 0.13% corresponde a usuarios de Zonas de Dificil Gestión y 0.3% a usuarios pertenecientes a Barrios Subnormales.

Gráfica 17. Distribución de medición prepago por sector – 2021

<sup>34</sup> Diagnóstico Sobre el Estado de la Medición Individual en el Sistema Interconectado Nacional – SIN, 2020; Tabla 10.

<sup>35</sup> Tomando en cuenta los datos reportados para el diagnóstico de medición con vigencia 2020



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

## 5. SERVICIOS ADICIONALES

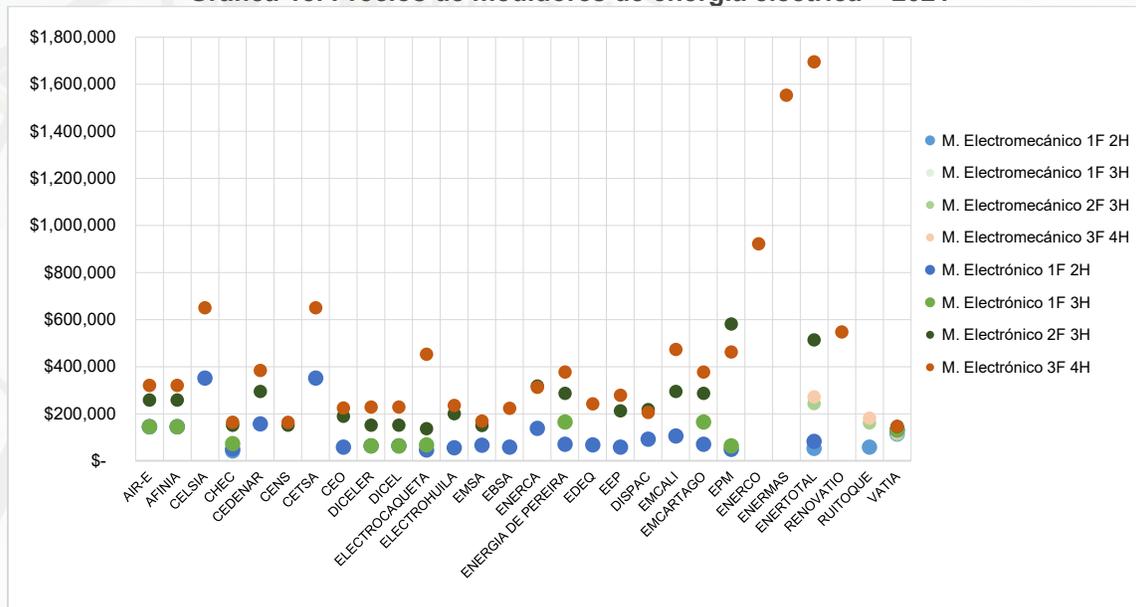
El artículo 96 de la Ley 142 de 1994 señaló que las empresas de servicios públicos domiciliarios pueden cobrar por los cargos de reconexión y reinstalación del servicio, en virtud de la onerosidad inherente a la prestación de este, y la recuperación de los costos en que la empresa incurra por tales servicios. En línea con lo anterior, el artículo 27 de la Resolución CREG 108 de 1997 señala que las empresas prestadoras del servicio público de energía eléctrica deben establecer los valores a cobrar por concepto de revisión de instalaciones o transformadores, calibración de medidores, y, en general, cualquier otro servicio que el suscriptor o usuario pueda contratar con la empresa o con terceros, con el fin de que el usuario pueda comparar el precio que le ofrece la empresa frente a otros proveedores de iguales bienes o servicios. Con el fin de hacer un seguimiento a estos cobros, que, si bien no son regulados, hacen parte de servicios prestados a los usuarios en el marco del Contrato de Condiciones Uniformes, la Superservicios inició la recopilación de dichos cobros desde el año 2020.

Es así, que con base en la información cargada por los agentes en el formato T14. Servicios adicionales de la Resolución SSPD 20212200012515 de 2021, a continuación, se hace referencia a los precios de: materiales y equipos de medida, calibración de equipos de medida, reconexión y suspensión del servicio, y revisión e inspección de los equipos de medida.

### 5.1 Precio de equipos de medida

En la Gráfica 18 se observan los precios de los medidores cobrados por cada empresa comercializadora de energía eléctrica, tanto los electromecánicos como los electrónicos. La presente información busca brindar mayor conocimiento al usuario de cara a la libre selección de su medidor, en virtud de lo dispuesto en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

Gráfica 18. Precios de medidores de energía eléctrica – 2021<sup>36</sup>



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

En la Gráfica 18 se observan los precios reportados por los prestadores para los medidores clasificados por construcción y por tipo de conexión a la red. Se observa que los medidores electromecánicos han perdido mercado, y los prestadores han optado por incorporar y vender en su mayoría medidores electrónicos; de hecho, en promedio menos de seis (6) de las veintiocho (28)<sup>37</sup> empresas analizadas cuentan en su portafolio de ventas con medidores electromecánicos, mientras que en promedio veintidós (22) de ellas cuentan con medidores electrónicos, principalmente aquellos que son monofásicos bifilares, bifásicos trifilares y trifásicos tetrafilares.

De acuerdo con los datos reportados por los comercializadores del SIN, el equipo con el menor precio promedio es el medidor electromecánico monofásico bifilar, con un valor de \$92.089, mientras que el equipo con mayor precio promedio es el medidor electrónico trifásico tetrafilar, con un valor de \$443.919. Los prestadores AIR-E y AFINIA tienen los mayores precios para los medidores electromecánicos, mientras que CHEC y VATIA disponen de los menores precios para esa clase de medidores. En cuanto a los equipos electrónicos, los precios son variables entre los prestadores y no se observa un patrón común; se destaca que, en el caso del medidor electrónico trifásico tetrafilar, ENERCO, ENERMAS y ENERTOTAL, tienen precios muy superiores<sup>38</sup> al resto de empresas, con

<sup>36</sup> Para efectos de la nomenclatura de la gráfica se entiende así: 1F - monofásico, 2F- bifásico y 3F – trifásico; 2H - bifilar. 3H – trifilar y 4H – tetrafilar.

<sup>37</sup> Esta Superintendencia requerirá a los comercializadores que no reportaron los valores de estos equipos. El listado de los veintiocho (28) prestadores que reportaron información, se observan en la Tabla 22.

<sup>38</sup> En el diagnóstico de medición del año 2020 el prestador que reportó el mayor precio de medidor fue CODENSA, con un valor cercano a \$1.000.000 para el medidor electrónico trifásico tetrafilar; sin embargo, como se muestra en la Tabla 22, dicho prestador no reportó datos para el diagnóstico del año 2021, por lo tanto no se logra ver su comportamiento con respecto

valores de \$921.184, \$1.552.600 y \$1.694.453, respectivamente lo que resulta en una dispersión en los precios reportados, teniendo una media de \$443.919 con una desviación estándar de \$385.411. En la Tabla 22 del anexo se presenta de manera desagregada el precio de los medidores por empresa y por tipo, para el año 2021.

Es importante resaltar que, a partir de los datos reportados por los prestadores, los precios promedio de los medidores tuvieron un incremento en el último año. En cuanto a los medidores electromecánicos, los monofásicos bifilares redujeron su precio promedio en 7%, mientras que los monofásicos trifilares, los bifásicos tetrafilares, y, trifásicos tetrafilares, incrementaron sus precios en 11, 17 y 16%, respectivamente. En cuanto a los medidores electrónicos, los monofásicos bifilares, los monofásicos trifilares, los bifásicos tetrafilares, y, trifásicos tetrafilares, incrementaron sus precios en 10, 9, 16 y 27%, respectivamente.

## 5.2 Calibración de equipos de medida

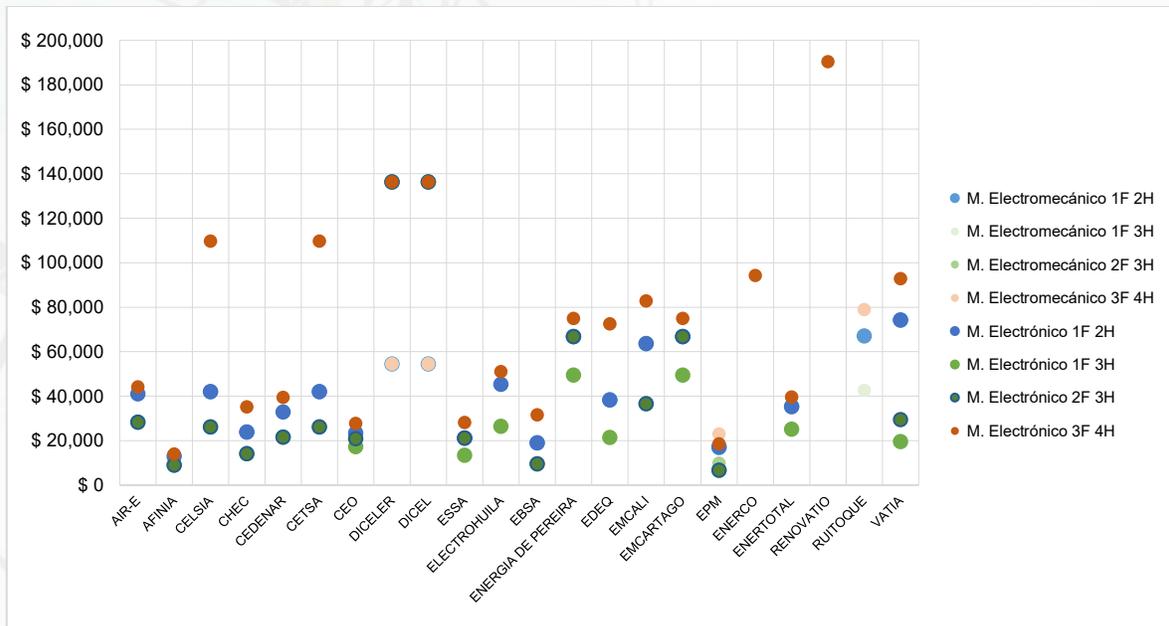
En la Gráfica 19 se observan los precios cobrados por cada empresa para la calibración de los medidores de energía eléctrica, tanto los electromecánicos como los electrónicos.

La calibración de los equipos de medida no presenta mayor variación a partir de su construcción (electromecánico o electrónico), y en cambio sí muestra una diferencia a partir de su clasificación para conexión a la red lo que puede estar explicado en el nivel de complejidad de los equipos de mayor nivel de potencia (fases e hilos). La calibración de medidor trifásico tetrafililar tiene un precio promedio de \$61.903 para el electromecánico y \$71.607 para el electrónico; para medidor bifásico trifilar la calibración tiene un precio promedio de \$45.722 para el electromecánico y de \$49.379 para el electrónico; la calibración para medidor monofásico trifilar tiene un precio promedio de \$34.604 para el tipo electromecánico y de \$40.959 para el electrónico; mientras que el medidor monofásico bifilar tiene los precios de calibración más bajos, siendo de \$30.143 para el tipo electromecánico y de \$35.401 para el electrónico.

Gráfica 19. Precios de calibración de medidores de energía – 2021

---

al resto del mercado. En el caso de ENERTOTAL, en el año 2020 había reportado un precio de \$773.723 para dicho medidor, y casi que duplicó ese precio en el 2021, de acuerdo con lo reportado. En virtud de lo anterior, la Superintendencia procederá a requerir a los prestadores que no reportaron información para alguno de los dos años, como es el caso de CODENSA, ENERCO Y ENERMAS, con el objetivo de observar si los valores muy altos son un patrón común en dichos mercados de comercialización.



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

A partir de la información recolectada se observa que DICEL y DICELER cuentan con los mayores precios de calibración para los medidores electromecánicos monofásico trifilar, con un valor de \$54.512, para el medidor electrónico monofásico bifilar, monofásico trifilar y bifásico trifilar, con valores de \$136.279. En el caso del medidor electrónico bifásico trifilar la empresa RENOVATIO cuenta con el precio mayor, con un valor de \$190.400. A pesar de que la mayoría de los prestadores tiene para la venta únicamente medidores electrónicos, también ofrecen servicios de calibración para medidores electromecánicos, dado que aún cuentan con este tipo de construcción entre los usuarios de su respectivo mercado<sup>39</sup>.

Es de resaltar el incremento en el precio promedio de calibración para medidores monofásicos bifilares. En el caso del medidor electromecánico con dicha configuración, el incremento en el precio promedio fue de 122,7% con respecto al año 2020, mientras que la construcción electrónica tuvo un incremento de 146,4% en el último año. Se resalta igualmente un incremento en el precio promedio de calibración para el medidor monofásico trifilar, en el caso de la construcción electrónica el incremento fue de 53,9%, mientras que en el caso del medidor electromecánico el incremento fue del 28,4%.

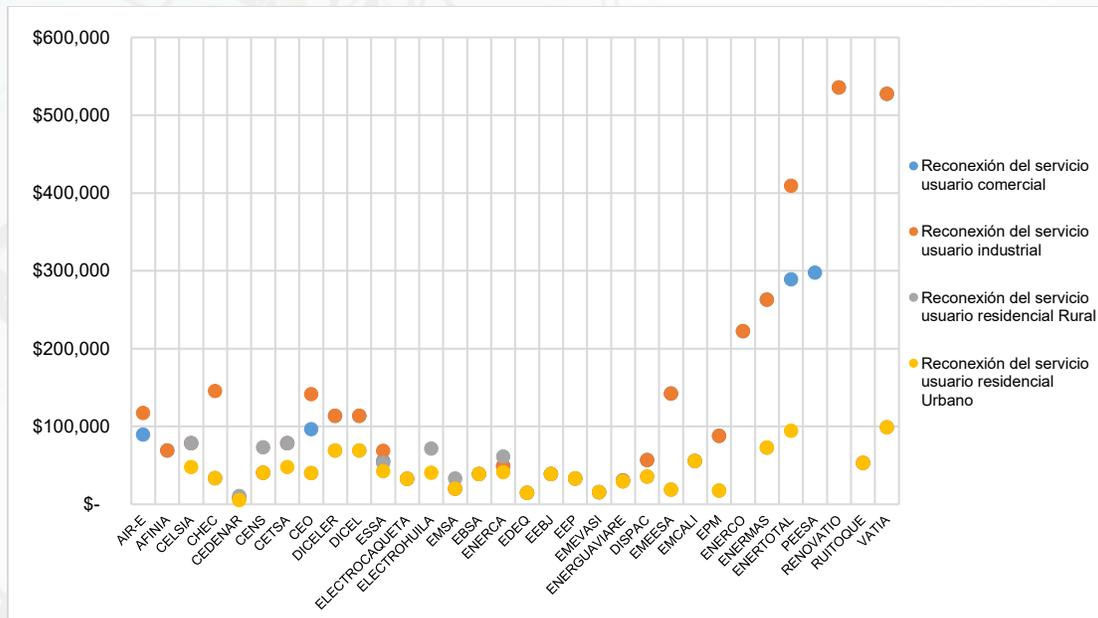
### 5.3 Reconexión del servicio

En la **Gráfica 20** se observan los precios de reconexión cobrados por cada comercializador de energía eléctrica en el año 2021 por tipo de usuario.

De acuerdo con la gráfica, el precio promedio de la reconexión para usuarios comerciales e industriales es casi el triple que el de los usuarios residenciales. El precio promedio de la reconexión para usuarios industriales fue de \$120.037, para usuarios comerciales de \$115.515, para usuarios residenciales rurales de \$46.979 y para usuarios residencial urbanos de \$42.292.

**Gráfica 20. Precios de reconexión del servicio durante el año 2021**

<sup>39</sup> En la Tabla 23 se presenta de manera desagregada el precio de los medidores por empresa y por tipo, para el año 2021.



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Los prestadores RENOVIAT y VATIA reportaron precios de reconexión para usuarios comerciales e industriales significativamente por encima del promedio del mercado. El mayor precio de reconexión para usuarios industriales y comerciales fue de \$535.500 por parte de RENOVIAT, y de \$527.316 por parte de VATIA; lo anterior, en contraste con el precio promedio de \$115.515 para usuarios comerciales y de \$120.037 para usuarios industriales, en el caso de estos usuarios, ENERTOTAL también reportó un precio alto, con un valor de \$409.413.

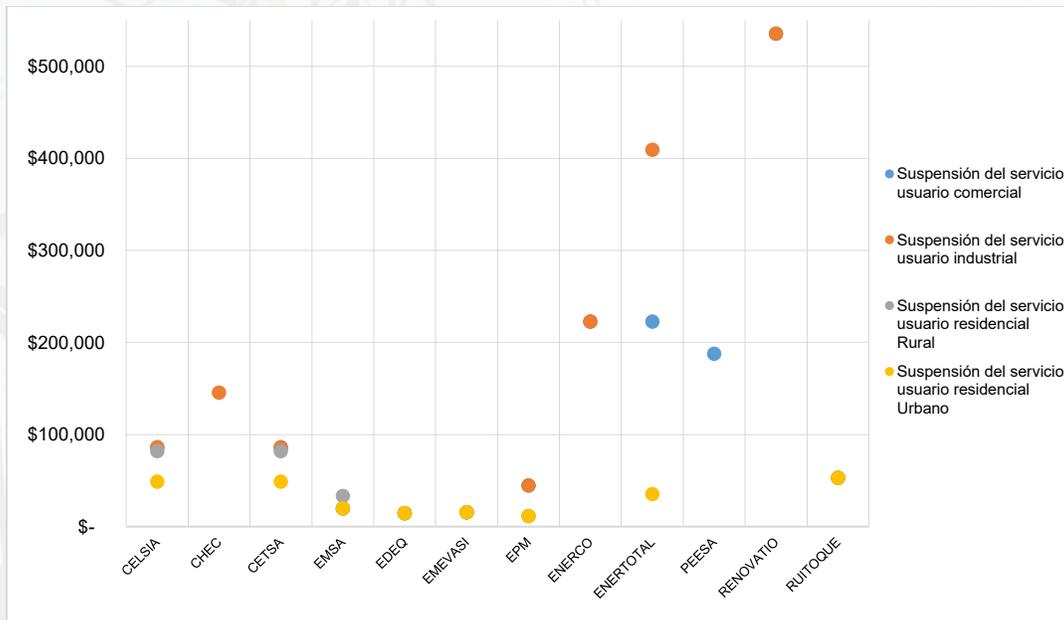
Los precios promedio de reconexión de usuarios residenciales fue de \$42.492 para la zona urbana y de \$46.979 para los usuarios residenciales rurales. Para los usuarios residenciales rurales y urbanos VATIA reportó un precio de reconexión de \$98.872, mientras que ENERTOTAL reportó un valor de \$94.531 para los usuarios residenciales de la zona urbana.

Es de resaltar el incremento en el precio promedio de la reconexión para los diferentes usuarios. En el caso del usuario comercial, el incremento en el precio promedio de la reconexión, con respecto al año 2020, fue de 26,0%, para el usuario industrial fue de 17,2%, para el usuario residencial rural fue de 22,7%, y para el usuario residencial urbano fue de 25,5%.

## 5.4 Suspensión del servicio

En la Gráfica 21 se observan los precios de suspensión cobrados por cada comercializador de energía eléctrica en el año 2021 por tipo de usuario. Lo primero que se puede observar es que pocos prestadores reportaron cobros de suspensión del servicio de energía; y lo segundo, es que los precios de suspensión son casi iguales que los de reconexión, pues implica para los comercializadores realizar un procedimiento similar, que consiste en desplazar una cuadrilla al predio del usuario, y suspender o reconectar el servicio.

Gráfica 21. Precios de suspensión del servicio durante el año 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

El precio promedio de suspensión para usuarios comerciales fue de \$135.308 y el de precio para los usuarios industriales fue de \$148.443. El precio promedio de suspensión para los usuarios residenciales fue casi una tercera parte de los valores previamente señalados, y alcanzaron un precio promedio de \$39.762 para el usuario residencial rural, y de \$30.947 para usuarios residenciales urbanos. Los valores de suspensión reportados para usuarios industriales y comerciales no presentaron mayor variación ni valores atípicos; por otro lado, el precio de suspensión para usuarios comerciales reportado por RENOVATIO se ubicó por encima del promedio, con un valor de \$535.500, y en el caso de los usuarios industriales, los precios de suspensión reportados por RENOVATIO y ENERTOTAL fueron de \$535.500 y \$409.413, respectivamente, estando por encima del precio promedio señalado anteriormente.

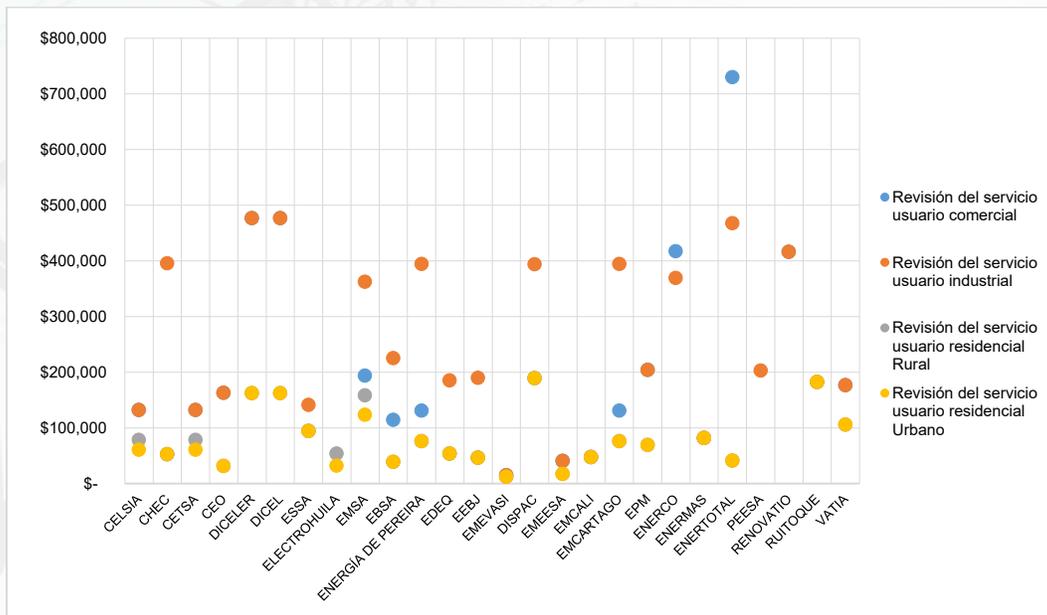
Se resalta el incremento en el precio promedio de la suspensión del servicio de energía eléctrica para los diferentes usuarios. En el caso del usuario comercial, el incremento en el precio promedio de la suspensión, con respecto al año 2020, fue de 15,4%, para el usuario industrial fue de 23,9%, para el usuario residencial rural fue de 7,8%, y para el usuario residencial urbano fue de 9,4%.

### 5.5 Revisión e inspección de equipos de medida

En la **Gráfica 22** se observan los precios de revisión cobrados por cada comercializador de energía eléctrica en el año 2021 por tipo de usuario.

El precio promedio de revisión e inspección de los usuarios industriales fue de \$251.095, donde DICEL y DICELE reportaron precios por encima del promedio, con un valor de \$476.976, y ENERTOTAL reportó un precio de \$468.227. En el caso de los usuarios comerciales, el precio promedio fue de \$196.245, donde ENERTOTAL reportó el mayor, con un valor de \$730.210. Finalmente, en el caso de los precios promedio para usuarios residenciales, tanto urbanos como rurales, fueron de \$79.462 y \$78.927 respectivamente, y el mayor en ambos casos fue reportado por DISPAC, con un valor de \$189.655.

Gráfica 22. Precios de revisión de equipos de medida durante el año 2021



Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

A partir de la información señalada anteriormente sobre servicios adicionales, esta Superintendencia realizará las respectivas acciones de inspección y vigilancia para el caso de aquellas empresas que reportan con precios mayores que el promedio; adicionalmente, se informará a la Superintendencia de Industria y Comercio – SIC para que realice las respectivas acciones que considere pertinentes, de acuerdo con sus funciones y competencias.

## 6. INFRAESTRUCTURA PARA REVISIÓN DE MEDIDORES

Por tratarse este informe de temas relacionados a la medición, se considera oportuno presentar la información de la infraestructura con la que cuenta el país para la calibración y revisión de medidores, lo cual es de utilidad para los usuarios a la hora de solicitar o requerir este tipo de pruebas dentro del marco de sus reclamaciones.

### 6.1 Laboratorios de calibración

Los laboratorios de calibración acreditados tienen como objetivo principal prestar servicios de calibración de instrumentos empleados en la medición de energía eléctrica, para garantizar la correcta precisión y exactitud en la medida registrada.

Solo los laboratorios acreditados por la Organismo Nacional de Acreditación de Colombia – ONAC pueden asegurar la trazabilidad y fiabilidad de los resultados de las calibraciones. A su vez, cuentan con la competencia para demostrar que se cumplen los requisitos especificados relativos a un producto, en este caso, los instrumentos de medición que son objeto de calibración.

Para las calibraciones realizadas a los equipos de medida se tiene como referencia el documento normativo NTC 2423:2017 (Equipo de prueba para medidores de energía eléctrica Numerales), NTC 4856:2018 (Verificación inicial y posterior de medidores de energía) y NTC 2207:2012 (Transformadores de instrumentos. Requisitos adicionales para transformadores de tensión inductivos) y NTC 6328:2019 (Verificación inicial y posterior de transformadores para instrumentos de medida), donde se detallan las siguientes características a tener en cuenta en las pruebas de calibración a los medidores de energía:

- Intervalo de medición
  - Rango de tensión [V]
  - Rango de corriente [A]
- Incertidumbre expandida de medida
- Instrumento a calibrar
  - Tipo de medidor (Electromecánico, electrónico)
  - Tipo de energía (medidores de energía activa, reactiva)
  - Tipo de conexión (monofásicos, bifásicos, trifásicos)
  - Clase de exactitud (0,2 S; 0,5; 0,5 S, 1, 2, 3)
- Instrumentos, equipos patrones utilizados
  - Tipo de medidor y conexión
  - Número de serie

En la Tabla 12 se presenta el listado de laboratorios acreditados por la ONAC para la calibración de medidores de energía eléctrica.

Tabla 12. Usuarios con medición prepago por empresa – 2021

LABORATORIOS DE CALIBRACIÓN	CIUDAD
AIR-E SAS ESP	Barranquilla
CAM COLOMBIA MULTISERVICIOS SAS - CAM MULTISERVICIOS	Bogotá D. C.
CELSIA COLOMBIA SA ESP	Yumbo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP – CHEC SA ESP	Manizales
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP - CENS SA ESP	Cúcuta
COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE SAS ESP	Popayán
DIGITRON LTDA	Bogotá D. C.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP – ESSA ESP	Bucaramanga
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA SAS. - ELGSIS SAS	Bogotá D. C.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS - EBSA ESP	Tunja
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. ESP - EMCALI E.I.C.E. ESP	Cali
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP	Medellín
INDUSTRIA ELÉCTRICA DEL CAUCA SAS - INELCA SAS	Yumbo
INPEL SA	Cali
METREX SA	Popayán
METROBIT LTDA	Bogotá D. C.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA SAS	Bogotá D. C.
SERVIMETERS SAS	Bogotá D. C.
VERITEST SAS	Bogotá D. C.

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores –  
Cálculos y elaboración: DTGE

## 6.2 Laboratorios de ensayo

Los laboratorios de ensayo evalúan la competencia de cualquier empresa que quiera realizar actividades de ensayo sobre cualquier tipo de muestra de medidores de energía eléctrica, con el fin de generar confianza en los equipos que se comercializan.

Para lograr este objetivo, ONAC usa como criterio de evaluación lo establecido en la norma internacional ISO/IEC 17025, cuyo objetivo es garantizar que las entidades cuenten con una infraestructura, estructura organizacional y personal competente, entre otros requisitos, para realizar los ensayos con calidad, entregando resultados precisos y confiables.

Para las pruebas realizadas a los equipos de medida se tiene como referencia el documento normativo NTC 4856:2018, donde se detallan los siguientes ensayos y respectivas técnicas:

- Funcionamiento sin carga
  - Método de conteo de revoluciones
  - Método de conteo de pulsos
  - Método de indicador de ausencia de carga
- Arranque
  - Método de revoluciones o pulsos
  - Método de Indicador de ausencia de carga
- Verificación de la constante
  - Método de dosificación de energía
- Propiedades dieléctricas
  - Método Directo

En la **Tabla 13** se muestra un listado de los laboratorios de ensayo para medidores de energía eléctrica acreditados por la ONAC.

**Tabla 13. Laboratorios de ensayo acreditados por la ONAC**

LABORATORIO DE ENSAYO	CIUDAD
CELSIA COLOMBIA SA ESP	Yumbo
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP – CHEC SA ESP	Manizales
DIGITRON LTDA	Bogotá D.C.
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP – ESSA ESP	Bucaramanga
ELGAMA SISTEMOS DE COLOMBIA SAS - ELGSIS SAS	Bogotá D.C.
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP EMPRESA DE SERVICIOS PÚBLICOS - EBSA ESP	Tunja
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. ESP - EMCALI E.I.C.E. ESP	Cali
INPEL SA	Cali
METREX SA	Popayán
METROBIT LTDA	Bogotá D.C.
PINE COM ASIA PCA COLOMBIA SAS	Bogotá D.C.
SERVIMETERS SAS	Bogotá D.C.
VERITEST SAS	Bogotá D.C.

Fuente: Información masiva remitida por los comercializadores – Cálculos y elaboración: DTGE

## 7. CONCLUSIONES

- En el 2021 se identificaron mejoras significativas en el estado de la medición de energía eléctrica en el SIN en cuanto a la cantidad de usuarios facturados por estimación de consumo y usuarios sin medidor; se observa que se retomaron valores similares a los del año 2019, previo al impacto de la emergencia sanitaria evidenciado en el año 2020. Al cierre del 2021, el 97,6% de los usuarios del SIN cuentan con medidor de energía, y en promedio el 2,7% de los usuarios tuvieron facturación por estimación de consumo.
- Los niveles promedio de usuarios sin medidor se redujeron 0,4 p.p. pasando de 2,1% en 2020 a 1,7% en 2021; sin embargo, persisten tres (3) empresas con niveles de usuarios sin medidor muy por encima del resto, que son AFINIA, AIR-E y DISPAC con las cuales se encuentran suscritos compromisos para mejora en estos puntos a través de sendos programas de gestión acordados.
- Los niveles promedio de estimación se redujeron 2,1 p.p. entre 2020 y 2021, pasando de 4,8% a 2,7% en el último año. Los prestadores que se encuentran por encima del resto son DISPAC, AIR-E y ENELAR. Con DISPAC y AIR-E esta Superintendencia ha suscrito una serie de Programas de Gestión Acordado para mejorar los indicadores de medición; por otro lado, se tomarán las acciones correctivas que vayan a lugar.
- Es persistente la ausencia en la calidad y oportunidad de la información reportada por los prestadores, principalmente en el formato TC2 de las Resoluciones SSPD 20192200020155 de 2019 y 20212200012515 de 2021. Como se identificó en la sección 4, se presentan importantes fallas en la información comercial reportada por ENELAR, AFINIA, CEO, EEP, DISPAC, EMEESA, EPM y RUITOQUE.
- En cuanto a las tecnologías usadas para medición, el 52,7% siguen siendo medidores electromecánicos, el 40,9% electrónicos, mientras que apenas el 3,4% de los usuarios del SIN cuentan con un medidor inteligente. Lo anterior refleja que el país se encuentra aún en una fase temprana en el despliegue de AMI, y se espera que con las nuevas disposiciones regulatorias el desarrollo de medidores avanzados se incremente en el SIN.
- Es interesante notar del hecho de que, tanto pequeñas como grandes empresas han iniciado proyectos de implementación de AMI; esto se alinea con la implementación de esta nueva infraestructura prevista en la Resolución CREG 101001 de 2022. En todo caso, aún existe un enorme reto para los prestadores ya que, a la fecha, el porcentaje de usuarios, según lo reportado, no alcanza a representar el 4% del total de usuarios en el SIN. Si bien es cierto que se deben realizar pilotos para mitigar todos los posibles riesgos que puedan presentarse, también es clara la necesidad de avanzar a pasos más grandes a fin de dar cumplimiento a lo que estipula la regulación.
- Se observa una deficiencia de las empresas en el reporte y seguimiento a las fallas en los sistemas de medida. Para las fronteras con reporte al ASIC, las fallas deben estar reportadas en el documento *Informe Anual de Operación del CGM* y genera preocupación que no coincida dicha información con la que se encuentra registrado en el portal de XM. También genera preocupación, que dicha información sea superior a la reportada a la Superservicios en los requerimientos de información

realizados a los prestadores, la cual contempla el registro de fallas para fronteras con y sin reporte al ASIC. En general, toda información registrada en informes, como la remitida a XM y la reportada a la Superservicios debe ser en su totalidad completa y reflejar la realidad de la empresa en los aspectos requeridos.

- Las PQR por concepto de medición allegadas a las empresas se incrementaron 28,6% en el año 2021, respecto al año 2020 alcanzando un total 1.118.984 solicitudes. Las inconformidades más recurrentes se relacionaron con inconformidades en el consumo, las cuales representaron el 65,2% del total de PQR, y las inconformidades sobre cobros por promedio, que representaron el 17,7% del total de PQR.
- Para 2020, el tipo predominante de falla fue por comunicación. Para la vigencia de 2021 las fallas por no calibración son las que ocupan el primer lugar, siendo cinco veces mayor a la cantidad de fallas reportadas por fallas de comunicación. Hay una mejora significativa en la reducción de este tipo de fallas y en la reducción de fallas en general. Debido a que la regulación actual estipula los plazos para la implementación de la nueva estructura de medición AMI. Dado que es recurrente que el tipo de fallas en los sistemas de medición se relacionen con inconvenientes en los esquemas de comunicaciones, los prestadores tendrán que realizar las configuraciones y ajustes que permitan la operabilidad eficaz de los proyectos AMI a implementar en sus mercados de comercialización, considerando los problemas o retos que se desprendan de la conectividad para los proyectos, de cara al registro de la información del consumo de los usuarios por medio de la telemedida.
- Si bien casi la mitad de medidores en el SIN son electromecánicos, la mayoría de prestadores ya no venden dicho tipo de medidores, pues concentran sus portafolios en medidores electrónicos; no obstante, la calibración de los medidores se tiene tanto para medidores electromecánicos, como medidores electrónicos.
- Se observan incrementos en el precio promedio de medidores, y en la calibración de éstos, especialmente para aquellos que son monofásicos bifilares, ya sean de construcción electromecánica o electrónica. También se observan incrementos con respecto al año 2020, en los precios promedio de reconexión y suspensión del servicio de energía eléctrica. Estos hallazgos serán atendidos por esta Superintendencia, remitiendo la información correspondiente a la SIC para que, en el marco de sus funciones, realice las indagaciones y acciones pertinentes.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a las empresas, reportar a la DTGE la totalidad de información con proyectos AMI, toda vez que algunos prestadores están realizando pilotos, sin embargo, no reportaron a esta Superintendencia dichos proyectos, generando así menor precisión en los análisis efectuados.

Las empresas deben hacer reporte oportuno y completo de las fallas que se presenten en sus sistemas de medición para las fronteras que corresponde, ante el ASIC y dicho reporte debe ir en concordancia con lo reportado en el informe del CGM. De manera general, se debe llevar el seguimiento de todas las fallas ocurridas en sus fronteras comerciales, donde se evidencie, el tipo de falla, la fecha de ocurrencia, la duración y toda la demás información que estipula la regulación. Se recomienda además que, la información que se reporta a todas las instancias competentes, se informe real y que refleje con total fidelidad los eventos ocurridos.

- Se recomienda a los agentes comercializadores de energía realizar la verificación en detalle de los datos cargados y, en caso de que aplique, proceder a solicitar las reversiones a que haya lugar, con el objetivo de unificar la información suministrada en cumplimiento con lo dispuesto en la normatividad, so pena del inicio de las actuaciones administrativas que correspondan. Lo anterior, para los valores cobrados a los usuarios finales en los servicios adicionales prestados tales como: Venta de equipos de medida y materiales, calibración de dispositivos de medición, revisión de medidores e inspección de instalaciones, suspensión y reconexión del servicio; toda vez que muchos de los precios se encuentran por encima del promedio reportado por las ESP durante el año 2021 al SUJ.
- Con el fin de dar cumplimiento a la política pública en medición AMI definida por el gobierno nacional, se recomienda a las empresas incrementar sus esfuerzos para lograr la meta prevista a 2030; como se mostró en el documento a diciembre de 2021 el porcentaje de implementación de infraestructura avanzada de medición (AMI) es aún bajo; para las empresas que aún no han iniciado con avances en esta materia, se recomienda tomar acciones al respecto; igualmente para los prestadores que ya iniciaron proyectos, se recomienda acelerar sus acciones. En todo caso, los prestadores deberán observar los lineamientos para el despliegue AMI según la Resolución CREG 101 001 de 2022 y las modificaciones que surjan según los pronunciamientos de la Corte Constitucional.
- Se recomienda tener muy presente la información requerida en la masiva para la realización de este informe diagnóstico. Es importante que las empresas lleven un registro actualizado de los datos que se les solicita. Dicho esto, se espera que para la siguiente entrega de este informe, las empresas hayan puesto atención a los hallazgos referentes a la entrega de información y esta se haga de manera apropiada reflejando la realidad de lo solicitado.

## ANEXO. Tablas adicionales

Tabla 14. Siglas de las empresas comercializadoras de energía

Empresa	ABREVIATURA
AIR-E SAS ESP	AIR-E
CARIBEMAR DE LA COSTA SAS ESP	AFINIA
CELSIA COLOMBIA SA ESP	CELSIA COLOMBIA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS SA ESP BIC	CHEC
CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO SA ESP	CEDENAR
CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	CENS
CODENSA SA ESP	CODENSA
COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ SA ESP	CETSA
COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE SAS ESP	CEO
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER SA ESP	ESSA
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ SA ESP	ELECTROCAQUETA
ELECTRIFICADORA DEL HUILA SA ESP	ELECTROHUILA
ELECTRIFICADORA DEL META SA ESP	EMSA
EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA	ENELAR
EMPRESA DE ENERGÍA DE BOYACÁ SA ESP	EBSA
EMPRESA DE ENERGÍA DE CASANARE SA ESP	ENERCA
EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. ESP.	PEREIRA
EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO SA ESP	EDEQ
EMPRESA DE ENERGÍA DEL BAJO PUTUMAYO SA ESP	EEBP
EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO SA ESP	EPP
EMPRESA DE ENERGÍA DEL VALLE DE SIBUNDOY SA ESP	EMEVASI
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	ENERGUAVIARE
EMPRESA DISTRIBUIDORA DEL PACÍFICO S SA ESP	DISPAC
EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA SA ESP	EMEESA
EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI EICE ESP	EMCALI
EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN ESP	EPM
EMGESASA ESP	EMGESA
ENERCO SA ESP	ENERCO
ENERTOTAL SA ESP	ENERTOTAL
PROFESIONALES EN ENERGÍA SA ESP	PEESA
QI ENERGY SAS ESP	QI ENERGY
RUITOQUE SA ESP	RUITOQUE
SPECTRUM RENOVAVEIS SAS ESP	RENOVATIO
VATIA SA ESP	VATIA

Fuente: SUI – Elaboración: DTGE

Tabla 15. Tipo de determinación del consumo de energía eléctrica en el SIN – 2021<sup>40</sup>

<sup>40</sup> Los valores reportados por la tabla indican los usuarios que fueron facturados para cada mes; es decir, puede verse reducido el total de usuarios si existen prestadores que utilizan períodos de facturación diferente al mensual.

Mes	Lectura Real		Estimación		Sin medidor		Total
	Suscriptores	%	Suscriptores	%	Suscriptores	%	
Enero	14.242.036	95,0%	415.593	2,8%	336.610	2,2%	14.994.239
Febrero	14.109.106	95,0%	392.429	2,6%	350.731	2,4%	14.852.266
Marzo	11.413.180	93,7%	381.753	3,1%	384.232	3,2%	12.179.165
Abril	14.359.013	94,7%	413.988	2,7%	391.136	2,6%	15.164.137
Mayo	13.856.680	92,5%	722.764	4,8%	393.295	2,6%	14.972.739
Junio	11.667.096	92,4%	642.365	5,1%	320.823	2,5%	12.630.284
Julio	14.385.372	94,0%	568.021	3,7%	346.858	2,3%	15.300.251
Agosto	13.099.045	86,5%	379.397	2,5%	1.664.715	11,0%	15.143.157
Septiembre	14.315.621	94,6%	476.730	3,1%	344.173	2,3%	15.136.524
Octubre	14.557.005	94,5%	494.382	3,2%	346.742	2,3%	15.398.129
Noviembre	14.352.940	94,4%	494.620	3,3%	352.053	2,3%	15.199.613
Diciembre	12.127.684	93,9%	435.703	3,4%	347.536	2,7%	12.910.923

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 16. Promedio anual de usuarios según determinación del consumo por empresa – 2021

Empresa	Lectura Real		Estimación		Sin medidor		Total
	Suscriptores	%c	Suscriptores	%	Suscriptores	%	
AIR-E	813.722	78,1%	109.641	10,5%	118.110	11,3%	1.041.472
AFINIA	1.100.344	74,4%	106.468	7,2%	271.865	18,4%	1.478.677
CELSIA COLOMBIA	1.034.528	96,4%	36.567	3,4%	2.578	0,2%	1.073.674
CHEC	452.685	98,8%	4.387	1,0%	1.188	0,3%	458.261
CEDENAR	419.062	91,1%	26.437	5,7%	14.568	3,2%	460.066
CENS	508.976	96,0%	20.572	3,9%	538	0,1%	530.086
CODENSA	3.563.683	98,9%	20.059	0,6%	18.223	0,5%	3.601.966
CETSA	64.369	99,8%	113	0,2%	-	0,0%	64.482
CEO	360.187	94,3%	15.933	4,2%	5.805	1,5%	381.924
ESSA	831.240	97,2%	21.667	2,5%	2.415	0,3%	855.322
ELECTROCAQUETA	109.081	96,4%	2.709	2,4%	1.409	1,2%	113.199
ELECTROHUILA	351.569	98,7%	1.746	0,5%	2.815	0,8%	356.130
EMSA	350.675	97,1%	8.891	2,5%	1.748	0,5%	361.314
ENELAR	79.338	87,2%	8.612	9,5%	3.015	3,3%	90.965
EBSA	374.126	98,3%	5.767	1,5%	859	0,2%	380.753
ENERCA	126.826	98,8%	1.341	1,0%	206	0,2%	128.372
ENERGIA DE PEREIRA	233.781	98,8%	2.522	1,1%	340	0,1%	236.644
EDEQ	193.296	99,4%	1.010	0,5%	165	0,1%	194.470
EEBP	32.498	99,7%	-	0,0%	82	0,3%	32.580
EEP	37.082	90,7%	3.474	8,5%	321	0,8%	40.877
EMEVASI	11.530	99,4%	44	0,4%	28	0,2%	11.601
ENERGUAVIARE	23.810	99,3%	1	0,0%	170	0,7%	23.981
DISPAC	75.218	73,4%	15.968	15,6%	11.228	11,0%	102.414
EMEESA	1.700	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	1.700
EMCALI	671.378	93,2%	39.388	5,5%	9.753	1,4%	720.519
EPM	1.738.369	96,8%	57.134	3,2%	242	0,0%	1.795.745
EMGESA	1.144	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	1.144

Empresa	Lectura Real		Estimación		Sin medidor		Total
	Suscriptores	%c	Suscriptores	%	Suscriptores	%	
ENERCO	460	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	460
ENERTOTAL	17.025	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	17.025
PEESA	151	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	151
QI ENERGY	934	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	934
RUITOQUE	3.464	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	3.464
RENOVATIO	818	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	818
VATIA	176	100,0%	-	0,0%	-	0,0%	176

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 17. Tipo de PQR por concepto de medición de energía eléctrica en el SIN – 2021

Mes	Consumo otro medidor	Cobro de medidor	Cobro de revisiones	Recuperación de consumos	Cobros por promedio	Aforo	Inconformidad en el consumo	Cobros por normalización	Desviación significativa
Ene	663	622	375	4.582	13.275	5.874	57.516	518	788
Feb	718	603	416	4.745	13.308	6.224	57.070	583	738
Mar	825	479	504	10.796	16.572	6.921	67.490	529	986
Abr	762	392	533	5.110	15.003	7.079	60.312	641	914
May	658	277	496	4.078	15.019	6.547	61.586	464	735
Jun	627	272	690	5.034	18.859	6.952	58.479	564	812
Jul	698	232	627	5.834	17.669	7.890	64.385	593	2.054
Ago	812	300	585	5.839	17.902	8.443	66.323	484	2.768
Sep	788	299	881	4.702	14.649	6.126	57.054	557	1.659
Oct	864	200	713	4.774	17.560	6.851	61.187	459	2.033
Nov	919	263	814	4.710	18.570	7.033	59.831	465	988
Dic	969	172	629	4.374	19.346	6.824	58.840	475	2.353

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 18. PQR por concepto de medición de energía eléctrica – 2020 y 2021

PQR	2020	2021	Variación
Consumo de otro medidor	7.897	9.303	17,8%
Cobro de medidor	15.380	4.111	-73,3%
Cobro de revisiones	8.689	7.263	-16,4%
Recuperación de consumos	41.063	64.578	57,3%
Cobros por promedio	118.718	197.732	66,6%
Inconformidad por aforo	30.621	82.764	170,3%
Inconformidad con el consumo	631.200	730.073	15,7%
Inconformidad por cobros por normalización	5.717	6.332	10,8%
Inconformidad por desviación significativa	10.981	16.828	53,2%

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 19. PQR por tipología por cada 100.000 usuarios – 2021

ESP	Inconformidad en el consumo	Cobros por promedio	Aforo de carga	Recuperación de consumos
ENERMAS	30.769	-	-	-
AIR-E	24.449	8.573	2.917	2.450
ENERCO	11.828	-	-	-

EMGESA	9.828	-	-	-
AFINIA	9.753	4.022	2.926	981
ENERTOTAL	9.001	559	129	11
DICELER	7.018	-	-	-
EDEQ	5.466	91	-	-
ESSA	4.748	315	45	494
ENERGUAVIARE	4.644	-	441	12
CEO	3.824	941	-	199
CENS	3.730	456	1	329
EEP	3.658	135	10	-
ENERGIA DE PEREIRA	3.432	-	-	232
DICEL	2.579	-	15	7
CHEC	2.530	20	1	28
ELECTROHUILA	2.470	81	5	20
AES	2.381	-	-	-
DISPAC	2.338	231	126	13
EPM	2.158	82	1	84
CEDENAR	2.152	17	-	-
CELSIA COLOMBIA	2.060	529	1	2
ENERCA	1.893	110	11	3
CHAIRA	1.754	-	64	-
EMEESA	1.672	-	-	-
CETSA	1.571	64	2	-
RUITOQUE	1.250	-	-	-
VATIA	1.224	152	-	29
CODENSA	1.105	207	10	212
EMSA	1.073	65	5	326
CELSIA TOLIMA	1.056	138	1	4
RENOVATIO	1.019	-	-	170
EEBP	903	-	-	-
EMCALI	899	679	70	130
ELECTROCAQUETA	676	191	96	10
PEESA	513	-	-	171
EBSA	117	1	-	-
ENELAR	-	492	216	-

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 20. Cantidad de fallas en medidores por ESP y causal – 2021

Empresa	Comunicación	Descargas atmosféricas	Sobre corriente	Corto circuito	Descalibración	Incumplimiento grado protección IP	Incorrecta conexión dispositivo	Hurto	Otro	Total
AIR-E	3366	0	9092	0	2798	0	0	5003	7654	27913
ASC ingeniería	8	0	0	0	0	0	0	0	2	10
AFINIA	0	0	952	1431	3655	2	178	0	20281	26499
Cedenar	2207	0	143	0	0	0	0	3	0	2353
CELSIA	0	103	209	235	299	0	0	0	109	955
CENS	43	83	0	284	3087	21	576	2858	8788	15740
CEO	199	0	12	22	0	4	7	0	0	244
EDEQ	0	0	28	47	522	124	0	0	417	1138
EE Cartago	0	0	5	19	0	4	0	0	1361	236

Empresa	Comunicación	Descargas atmosféricas	Sobre corriente	Corto circuito	Descalibración	Incumplimiento grado protección IP	Incorrecta conexión dispositivo	Hurto	Otro	Total
EE Pereira	0	0	186	50	115	0	16	17	1308	1692
Electrohulla	0	0	0	180	1118	0	0	376	0	1674
Emcali	149	0	0	0	0	0	0	5	0	154
Emevasi	0	0	43	0	0	8	0	0	17	68
EMSA	2	1	0	0	0	0	0	0	0	3
Emserpucar	0	0	0	3	0	10	0	2	0	15
ENEL Colombia	452	2	0	4264	16823	3	0	7149	9	28697
Enelar	0	0	0	0	451	0	2	114	86	653
Enerca	0	250	72	101	1165	122	267	37	628	2642
Enerco	1	0	2	0	0	0	0	0	1	4
Energuaviare	0	106	0	0	0	0	0	0	0	106
Enertotal	21	0	7	0	28	0	0	0	15	71
EPM	0	0	0	0	0	0	0	3788	45748	49536
ESSA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Profesionales en Energía	26	3	0	0	0	0	0	0	0	29
QI Energy	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1
Ruitoque	0	0	0	0	8	0	0	0	0	8
Spectrum	17	2	2	2	0	0	1	0	0	24
Terpel	2	3	6	0	0	0	0	0	2	13
Vatia	112	79	19	0	14	0	0	4	69	297
Total general	6606	632	10778	6638	30083	298	1047	19356	86495	160775

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 21. Detalle de la implementación de proyectos de AMI – 2021

Empresa	Proyecto	Total usuarios	% respecto total de mercado	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Otro	Total usuarios
AFINIA	CONPES 3966 Aseguramiento de red y Multifamiliares Bolívar Norte	5.387	0,35%	364	850	1.199	2.021	459	242	243	2	7	5.387
AFINIA	Aseguramiento de red 2021	5.161	0,34%	3.568	396	651	236	25	53	231	0	1	5.161
Celsia Tolima	AMI Solución Completa	5.303	0,92%	145	829	859	251	22	1	1.914	90	1.192	5.303

Empresa	Proyecto	Total usuarios	% respecto total de mercado	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Comercial	Industrial	Otro	Total usuarios
Celsia Tolima	MCZ (medición centralizada)	10.018	1,74%	2.526	4.260	1.519	175	36	1	1.186	45	270	10.018
Celsia Valle	AMI Solución Completa	2.490	0,39%	275	706	269	818	206		85	3	128	2.490
Celsia Valle	MCZ (medición centralizada)	1.304	0,21%	507	424	223	3	36		49	4	58	1.304
Ceo	TWACS	6.091	1,44%	3.719	836	641	619	13	0	255	1	7	6.091
Ceo	WINSKY V2	305	0,07%	103	179	16	0	0	0	5	1	1	305
Ceo	HEXING	638	0,15%	558	76	0	0	0	0	3	0	1	638
EE bajo Putumayo	Implementación de un sistema de medida avanzada para la disminución del índice de pérdidas y gestión de usuarios en el área de cobertura en la Empresa de Energía del Putumayo	32.000	78%	416	81	116				320	17	56	1.006
Electrohuila	Reserva de la Sierra Torre 5	74	0,019%					72				2	74
Emcali	AMI TWACS	3.177	0,44	2.539	399	135	2	2	1	97	1	1	3.177
EMSA		227	1.667	227	0	0	0	0	0	0	0	0	227
ENEL Colombia	Piloto AMI	73.520	0	3.670	15.322	36.245	8.822	2.558	1.038	5.271	543	51	73.520
Enelar	PILOTO TELEMEDIDA T0260	55	0	5	48					2			55
Enertotal	Proyecto Hacienda Condominio AMI 2021	55	0	0	0	55	0	0	0	0	0	0	55
Enertotal	Proyecto Ciudad del Campo AMI 2021	127	0	0	127	0	0	0	0	0	0	0	127
South 32			1							1			1
South 32			1							1			1
South 32			1							1			1

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 22. Precios de medidores de energía eléctrica – 2021

Empresa	Medidor electromecánico				Medidor electrónico			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	2F 3H
AIR-E	\$144.452	\$143.420	\$257.950	\$319.858	\$144.452	\$143.420	\$257.950	\$319.858
AFINIA	\$144.452	\$143.420	\$257.950	\$319.858	\$144.452	\$143.420	\$257.950	\$319.858
CELSIA					\$350.910			\$649.080
CHEC	\$40.600	\$49.000	\$151.100	\$163.100	\$49.100	\$73.000	\$151.100	\$163.100
CEDENAR					\$155.741		\$294.617	\$382.678
CENS							\$150.197	\$162.404
CETSA					\$350.910			\$649.080
CEO					\$57.983		\$188.400	\$223.400
DICELER					\$63.128	\$63.128	\$150.919	\$227.580

Empresa	Medidor electromecánico				Medidor electrónico			
	1F 2H	1F 3H	2F 3H	3F 4H	1F 2H	1F 3H	2F 3H	2F 3H
DICEL					\$63.128	\$63.128	\$150.919	\$227.580
ELECTROCAQUETA					\$45.000	\$67.000	\$136.000	\$452.000
ELECTROHUILA					\$54.805		\$199.413	\$234.420
EMSA					\$64.974		\$149.940	\$168.683
EBSA					\$57.200			\$222.108
ENERCA					\$136.612		\$316.540	\$312.256
ENERGIA DE PEREIRA					\$70.156	\$164.325	\$286.271	\$377.053
EDEQ					\$67.592			\$240.741
EEP					\$58.000		\$211.000	\$278.000
DISPAC					\$91.434		\$216.916	\$204.762
EMCALI					\$104.428		\$293.801	\$472.146
EMCARTAGO					\$70.156	\$164.325	\$286.271	\$377.053
EPM					\$48.419	\$62.713	\$580.244	\$461.169
ENERCO								\$921.184
ENERMAS								\$1.552.600
ENERTOTAL	\$51.977		\$242.004	\$270.667	\$82.231		\$512.918	\$1.694.453
RENOVATIO								\$547.400
RUITOQUE	\$58.000		\$160.000	\$180.000				
VATIA	\$113.050	\$113.050	\$113.050	\$120.190	\$130.900	\$130.900	\$145.180	\$145.180

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 23. Precios de calibración de medidores de energía eléctrica – 2021

Empresa	Medidor electromecánico				Medidor electrónico			
	1F 2H	1F 3H	1F 2H	1F 3H	1F 2H	1F 3H	1F 2H	1F 3H
AIR-E					\$40.950	\$28.350	\$28.350	\$44.100
AFINIA					\$13.000	\$9.000	\$9.000	\$14.000
CELSIA	\$42.040	\$26.170	\$26.170	\$109.670	\$42.040	\$26.170	\$26.170	\$109.670
CHEC	\$23.800	\$14.100	\$14.100	\$35.100	\$23.800	\$14.100	\$14.100	\$35.100
CEDENAR					\$32.867	\$21.513	\$21.513	\$39.440
GETSA	\$42.040	\$26.170	\$26.170	\$109.670	\$42.040	\$26.170	\$26.170	\$109.670
CEO				\$27.700	\$23.400	\$17.300	\$20.800	\$27.700
DICELER	\$54.512	\$54.512	\$54.512	\$54.512	\$136.279	\$136.279	\$136.279	\$136.279
DICEL	\$54.512	\$54.512	\$54.512	\$54.512	\$136.279	\$136.279	\$136.279	\$136.279
ESSA	\$21.064	\$13.340	\$21.064	\$28.083	\$21.064	\$13.340	\$21.064	\$28.083
ELECTROHUILA					\$45.353	\$26.470		\$50.964
EBSA	\$18.985	\$9.492	\$9.492	\$31.641	\$18.985	\$9.492	\$9.492	\$31.641
ENERGIA PEREIRA	\$66.760	\$49.394	\$66.760	\$74.878	\$66.760	\$49.394	\$66.760	\$74.878
EDEQ	\$38.233	\$21.367		\$72.567	\$38.233	\$21.367		\$72.567
EMCALI	\$63.655	\$36.541	\$36.541	\$82.807	\$63.655	\$36.541	\$36.541	\$82.807
EMCARTAGO	\$66.760	\$49.394	\$66.760	\$74.878	\$66.760	\$49.394	\$66.760	\$74.878
EPM	\$16.900	\$9.800	\$9.800	\$23.000	\$17.200	\$6.700	\$6.700	\$18.600
ENERCO								\$94.248
ENERTOTAL	\$35.280	\$25.186		\$39.600	\$35.280	\$25.182		\$39.600
RENOVATIO								\$190.400
RUITOQUE	\$67.045	\$42.590		\$78.985				
VATIA	\$74.248	\$19.576	\$29.363	\$92.844	\$74.248	\$19.576	\$29.363	\$92.844

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 24. Precios de reconexión del servicio de energía eléctrica – 2021

Empresa	Usuario comercial	Usuario industrial	Usuario residencial Rural	Usuario residencial Urbano
AIR-E	\$89.676	\$117.334		
AFINIA	\$69.020	\$69.020		
CELSIA	\$78.680	\$78.680	\$78.680	\$47.890
CHEC	\$33.600	\$145.400	\$33.600	\$33.600
CEDENAR	\$7.984	\$7.984	\$10.645	\$5.322
CENS	\$40.475	\$40.475	\$73.232	\$40.475
CETSA	\$78.680	\$78.680	\$78.680	\$47.890
CEO	\$96.600	\$141.562	\$40.100	\$40.100
DICELER	\$113.566	\$113.566	\$69.048	\$69.048
DICEL	\$113.566	\$113.566	\$69.048	\$69.048
ESSA	\$55.597	\$68.486	\$53.252	\$42.707
ELECTROCAQUETA	\$32.862	\$32.862	\$32.862	\$32.862
ELECTROHUILA			\$71.534	\$40.429
EMSA	\$19.855	\$19.855	\$33.091	\$19.855
EBSA	\$38.776	\$38.776	\$38.776	\$38.776
ENERCA	\$49.128	\$49.128	\$61.333	\$41.120
EDEQ	\$14.630	\$14.630	\$14.630	\$14.630
EEBJ	\$39.000	\$39.000	\$39.000	\$39.000
EEP	\$33.000	\$33.000	\$33.000	\$33.000
EMEVASI	\$15.690	\$15.690	\$15.690	\$15.690
ENERGUAVIARE	\$30.500	\$30.500	\$29.500	\$29.500
DISPAC	\$56.700	\$56.700	\$35.620	\$35.620
EMEESA	\$142.240	\$142.240	\$18.718	\$18.718
EMCALI	\$55.567	\$55.567	\$55.567	\$55.567
EPM	\$87.700	\$87.700	\$17.400	\$17.400
ENERCO	\$222.455	\$222.455		
ENERMAS	\$262.990	\$262.990	\$72.590	\$72.590
ENERTOTAL	\$289.141	\$409.413		\$94.531
PEESA	\$297.444			
RENOVATIO	\$535.500	\$535.500		
RUITOQUE	\$53.034	\$53.034		\$53.034
VATIA	\$527.316	\$527.316	\$98.872	\$98.872

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 25. Precios de suspensión del servicio de energía eléctrica – 2021

Empresa	usuario comercial	usuario industrial	usuario residencial Rural	usuario residencial Urbano
CELSIA	\$86.100	\$86.100	\$81.830	\$48.800
CHEC		\$145.400		
CETSA	\$86.100	\$86.100	\$81.830	\$48.800
EMSA	\$19.855	\$19.855	\$33.091	\$19.855
EDEQ	\$14.630	\$14.630	\$14.630	\$14.630
EMEVASI	\$15.690	\$15.690	\$15.690	\$15.690
EPM	\$44.700	\$44.700	\$11.500	\$11.500
ENERCO	\$222.455	\$222.455		
ENERTOTAL	\$222.466	\$409.413		\$35.264
PEESA	\$187.859			
RENOVATIO	\$535.500	\$535.500		
RUITOQUE	\$53.034	\$53.034		\$53.034

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE

Tabla 26. Precios de revisión del servicio de energía eléctrica – 2021

Empresa	usuario comercial	usuario industrial	usuario residencial Rural	usuario residencial Urbano
CELSIA	\$132.460	\$132.460	\$78.680	\$61.200
CHEC	\$53.200	\$396.000	\$53.200	\$53.200
CETSA	\$132.460	\$132.460	\$78.680	\$61.200
CEO	\$163.400	\$163.400	\$31.823	\$31.823
DICELER	\$476.976	\$476.976	\$162.626	\$162.626
DICEL	\$476.976	\$476.976	\$162.626	\$162.626
ESSA	\$95.032	\$141.766	\$95.032	\$95.032
ELECTROHUILA			\$54.476	\$32.577
EMSA	\$194.385	\$362.748	\$158.851	\$123.894
EBSA	\$115.035	\$225.483	\$39.443	\$39.443
ENERGÍA DE PEREIRA	\$131.562	\$394.687	\$76.263	\$76.263
EDEQ	\$54.064	\$185.534	\$54.064	\$54.064
EEBJ	\$47.000	\$190.000	\$47.000	\$47.000
EMEVASI	\$15.290	\$15.290	\$12.490	\$12.490
DISPAC	\$189.655	\$394.542	\$189.655	\$189.655
EMEESA	\$41.340	\$41.340	\$17.558	\$17.558
EMCALI	\$48.007	\$48.007	\$48.007	\$48.007
EMCARTAGO	\$131.562	\$394.687	\$76.263	\$76.263
EPM	\$204.700	\$204.700	\$69.700	\$69.700
ENERCO	\$417.994	\$370.003		
ENERMAS	\$82.110	\$82.110	\$82.110	\$82.110
ENERTOTAL	\$730.210	\$468.227	\$41.713	\$41.713
PEESA		\$203.515		
RENOVATIO	\$416.500	\$416.500		
RUITOQUE	\$183.051	\$183.051		\$183.051
VATIA	\$176.901	\$176.901	\$106.141	\$106.141

Fuente: SUI – Cálculos y elaboración: DTGE



Carrera 18 No. 84 - 35  
Bogotá D.C., Colombia

(+571) 601-691-3005  
[www.superservicios.gov.co](http://www.superservicios.gov.co)

