

ANÁLISIS DE IMPACTO NORMATIVO COMPLETO

REGLAMENTO TÉCNICO METROLÓGICO APLICABLE MEDIDORES DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE USO RESIDENCIAL

**Delegatura para el Control y Verificación de Reglamentos
Técnicos y Metrología Legal**

Diciembre de 2022

1 Antecedentes y contexto

A través de este documento la Superintendencia de Industria y Comercio (**SIC**) da continuidad al ejercicio de Análisis de Impacto Normativo (**AIN**) iniciado en 2017 con el propósito de expedir un Reglamento Técnico Metrológico (**RTM**) aplicable a medidores de energía eléctrica de uso residencial.

Por tratarse de un **RTM** nuevo en el contexto nacional, la **SIC** está efectuando un **AIN** completo, de acuerdo con lo dispuesto en el Decreto 1468 de 2020¹. El contenido de este **AIN** también sigue los lineamientos definidos por el Departamento Nacional de Planeación (**DNP**).

Como se expondrá en este documento, la medición del consumo de energía eléctrica y por tanto del medidor, han tenido un cambio sustancial en el rol que juegan en la prestación del servicio público domiciliario. Este **AIN** incorpora el nuevo contexto de política pública encaminado a implementar redes inteligentes de energía eléctrica, y por consiguiente la infraestructura de medición avanzada (**AMI**, por sus siglas en inglés de *Advanced Metering Infrastructure*), como tecnología habilitante.

1.1 Marco normativo de la medición del consumo de los usuarios del servicio público de energía eléctrica

El régimen de servicios públicos domiciliarios en Colombia contenido en la Ley 142 de 1994, contempla como derecho de usuarios y empresas de servicios públicos que los consumos sean medidos haciendo uso de los instrumentos de medida disponibles, y que el consumo sea el elemento principal del cobro al usuario. En ese sentido, se dio a los prestadores de servicios públicos domiciliarios, la potestad de definir las características técnicas y el mantenimiento requeridos para los medidores, así como de exigir al usuario la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de estos, a través de los Contratos de Condiciones Uniformes (**CCU**)². Asimismo, el artículo 144 de la misma ley establece como obligación del

¹ Análisis de Impacto Normativo ex ante Completo. Documento en el cual se desarrollan las siete (7) etapas del AIN, y se utiliza cuando se trata de un reglamento técnico nuevo o una modificación que hace más gravosa la situación en los términos establecidos en el numeral 105 del Decreto 1468 de 2020.

² Ley 142 de 1994, artículo 144: Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente.

La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles.

No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor.

usuario la reparación o el remplazo de los medidores, a satisfacción de las empresas prestadoras del servicio público, cuando se determine que el instrumento no permite determinar adecuadamente el consumo o cuando el desarrollo tecnológico ofrezca instrumentos más precisos.

Por el papel que juega el medidor en la facturación y el cobro del consumo de electricidad, se evidencian situaciones de desconfianza mutua frente a la lectura entre usuarios y prestadores de los servicios públicos. Para el usuario, el prestador podría estar interesado en obtener lecturas de altos consumos para cobrar valores elevados por la prestación del servicio, mientras que el distribuidor evidencia que algunos usuarios tienen incentivos a manipular la medida para disminuir el valor de su factura.

Con el ánimo de resolver estas diferencias, la ley 142 de 1994 establece una serie de medidas para aumentar la confianza en la medición. Por ejemplo, el derecho de los usuarios a obtener de las empresas la medición de sus consumos reales a través de instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora³, o la posibilidad de que el usuario y el prestador verifiquen el estado de los instrumentos, o la facultad del prestador de retirar los instrumentos temporalmente para realizar dicha verificación y la obligación de ambas partes de adoptar precauciones para evitar su alteración⁴.

Este marco normativo no necesariamente ha blindado al sistema del surgimiento de controversias entre prestadores y usuarios con respecto a la medición del consumo. Los prestadores del servicio de energía eléctrica han observado que en el mercado existen instrumentos de diversas calidades metrológicas, a los cuales pueden recurrir los usuarios. No todos estos instrumentos permiten asegurar la calidad de las mediciones y algunos facilitan la alteración de sus condiciones de medida. Expertos consultados por la Delegatura en 2017 manifestaron que se ha identificado una amplia variedad de métodos para alterar los medidores de energía eléctrica. Estas adulteraciones del medidor, y la facilidad con la que se producen, ocasionan pérdidas no técnicas para los prestadores (es decir pérdidas no atribuibles al funcionamiento de las redes de distribución), cuando no es posible demostrar la calidad de los medidores instalados frente a requisitos técnicos, ni la confiabilidad de las mediciones con procedimientos de control adecuados, particularmente para los prestadores de menor tamaño por sus limitadas capacidades técnicas y económicas.

Además, los expertos entrevistados reconocieron que los usuarios perciben que existen riesgos de abuso de posición de dominio y conflictos de interés por parte de las empresas prestadoras del servicio cuando fungen como laboratorios de calibración de estos instrumentos, dadas las facultades otorgadas a los prestadores por la Ley 142 y la asimetría de información en cuanto a la regulación y al conocimiento técnico sobre los instrumentos y procedimientos de medición.

En lo relacionado específicamente con el servicio de energía eléctrica en Colombia, la asimetría presente entre usuarios y prestadores ha sido objeto de intervención regulatoria.

³ Ibid. Art. 9.

⁴ Ibid. Art. 145.

La **CREG** dispuso que cuando el medidor sea suministrado por la empresa, ésta deberá asumir la garantía de buen funcionamiento del equipo por un período no inferior al que establezcan las normas o a la que otorga el fabricante.

En lo que respecta a la calidad del medidor, la **CREG** impuso una serie de requisitos en el Código de Medida contenido en la Resolución CREG-038 de 2014. En tal sentido el instrumento de medición debe ser diseñado y especificado teniendo en cuenta las características técnicas y ambientales de los puntos de conexión (considerando nivel de tensión y transferencia de energía); ser bidireccional si se espera flujo en ambos sentidos; contar con mecanismos de seguridad física e informática; permitir la lectura de los datos y registrar la medida en kW/h; ser calibrado por un organismo acreditado antes de ser puesto en servicio; cumplir con los índices de clase, clase de exactitud y error máximo permisible establecidos en las normas NTC 2147, NTC 2288 y NTC 405215.

También estableció que:

- a partir de la entrada en vigencia del Código, ciertos elementos de los nuevos sistemas de medición y de aquellos que se adicionen o remplacen los sistemas de medición existentes, deberán contar con un certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (**ONAC**).
- Los medidores de energía activa, reactiva y transformadores de tensión y de corriente deben ser calibrados antes de su puesta en servicio, y tras cualquier reparación o intervención, y que las calibraciones deben realizarse en laboratorios acreditados ante el **ONAC**.

Como puede observarse, el requisito de certificado de conformidad de producto exigido para algunos componentes de los sistemas de medición contenida en la regulación sectorial aplica para aquellos instrumentos de medición que vayan a ser instalados y efectivamente utilizados para medir el consumo eléctrico. Por el alcance de las competencias de la **CREG** sobre los prestadores del servicio público de energía eléctrica, las disposiciones o requerimientos que defina no aplican a los agentes que proveen y/o comercializan medidores en el mercado, con lo cual fabricantes e importadores de estos elementos pueden ofrecer instrumentos que no cuenten con certificado de conformidad.

1.2 Alcance de la Superintendencia de Industria y Comercio en los asuntos metrológicos del servicio público de energía eléctrica

1.2.1 Primera fase de control metrológico

La anterior aproximación a las funciones de la **SIC** y la **CREG** en materia de metrología refleja con claridad la competencia de cada una de las entidades en cuando a medidores del servicio público de energía eléctrica.

El nuevo enfoque de control metrológico previsto en el Decreto 1074 de 2015 modificado por el Decreto 1595 de 2015, estableció que los medidores de servicios públicos, entre otros instrumentos de medición, están sujetos a control metrológico. Adicionalmente, el mismo decreto definió el control metrológico a través de dos fases:

- ***Fase de evaluación de la conformidad.***

En esta fase la **SIC** adelanta actividades de inspección, vigilancia y control, verificando que previo a la importación, comercialización y puesta en servicio, los productores e importadores de instrumentos de medición demuestren la conformidad de estos instrumentos con los requisitos definidos en el reglamento técnico. Esto se haría previo a la nacionalización del instrumento (en el caso de los instrumentos importados) y previo a la comercialización (en el caso de los instrumentos nacionales).

Aquellos instrumentos de medición cuya evaluación de la conformidad haya sido superada con sujeción a lo dispuesto en el **RTM** aplicable, podrán ser comercializados y utilizados libremente en el territorio nacional.

- **Fase de instrumento de medición en servicio:**

De acuerdo con los citados Decretos, todo aquel que use o mantenga un instrumento de medición a los que les apliquen los Decretos, incluyendo los servicios públicos, será responsable del buen funcionamiento y de la conservación del instrumento de medición.

La Ley 142 de 1994 en el capítulo IV de la ley de servicios públicos domiciliarios previó las disposiciones concernientes a los instrumentos públicos de medición del consumo. En el artículo 144 hace referencia a la posibilidad de que se exija a un usuario que adquiera, instale y mantenga un medidor y que lo repare, pero lo eximió de cerciorarse de que los medidores funcionen adecuadamente. El artículo 145 señala que a través del **CCU** se permitirá tanto a la empresa como al usuario o suscriptor verificar el estado de los instrumentos de medición y ambos estarán obligados a adoptar precauciones eficaces para que no se alteren, mientras que las empresas pueden incluso retirar temporalmente los medidores para verificar su estado.

Con base en lo anterior, se tiene que el control metrológico de los instrumentos en uso es un asunto mediado por el **CCU**, cuya vigilancia y control no está en cabeza de la **SIC** sino de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (**SSPD**) como responsable de la vigilancia y control de quienes prestan estos servicios.

1.2.2 Medidores destinados a usuarios y/o suscriptores residenciales

En Colombia, el Subsistema Nacional de la Calidad está compuesto, entre otras, por la actividad de la metrología que desarrolla la uniformidad de las medidas y la credibilidad en la exactitud de las mismas. Precisamente, para continuar fortaleciendo dicho Subsistema,

con la expedición del Decreto 4886 de 2011⁵, se le otorgaron a la **SIC** las funciones de organizar e instruir la forma como funcionaría la metrología legal en Colombia, y se expediría la reglamentación para la operación de la misma.

Tal contexto cobra relevancia porque se trata de un importante camino para desarrollar lo instituido en el artículo 78 de la Constitución Política en relación con los derechos de los consumidores: “[l]a ley regulará el control de calidad de bienes y servicios ofrecidos y prestados a la comunidad, así como la información que debe suministrarse al público en su comercialización. Serán responsables, de acuerdo con la ley, quienes en la producción y en la comercialización de bienes y servicios, atenten contra la salud, la seguridad y el adecuado aprovisionamiento a consumidores y usuarios. (...)”.

Justamente, es esa calidad la que se pretende controlar fijando estándares internacionales de metrología legal. De un lado porque se trata de un parámetro claro de evaluación para las autoridades, mientras que, de otro, significa una garantía de confiabilidad para las partes que componen la relación de consumo.

Bajo ese orden de ideas, el Decreto 1595 de 2015, que se compila y hace parte integral del Decreto Único Reglamentario del Sector Comercio, Industria y Turismo, incorporó como uno de sus elementos más importantes, la determinación de los instrumentos de medida sujetos a control metrológico, estableciendo que:

“Artículo 2.2.1.7.14.2. Directrices en relación con el control metrológico. Todos los equipos, aparatos, medios o sistemas que sirvan como instrumentos de medida o tengan como finalidad la actividad de medir, pesar o contar y que sean utilizados en el comercio, en la salud, en la seguridad o en la protección del medio ambiente o por razones de interés público, protección al consumidor o lealtad en las prácticas comerciales, deberán cumplir con las disposiciones y los requisitos establecidos en el presente capítulo y con los reglamentos técnicos metrológicos que para tal efecto expida la Superintendencia de Industria y Comercio y, en su defecto, con las recomendaciones de la Organización Internacional de Metrología Legal (OIML) para cada tipo de instrumento”.

Ello supone que la naturaleza de la metrología legal en Colombia está ligada a la noción de consumidor, que ha sido entendido a la luz de la Ley 1480 de 2011 como: *“toda persona natural o jurídica que, como destinatario final, adquiera, disfrute o utilice un determinado producto, cualquiera que sea su naturaleza para la satisfacción de una necesidad propia, privada, familiar o doméstica y empresarial cuando no esté ligada intrínsecamente a su actividad económica. Se entenderá incluido en el concepto de consumidor el de usuario”.*

Lo anterior, en concordancia con la regulación prevista en el mismo Estatuto, y que se refiere a la metrología, particularmente el artículo 71 que contiene disposiciones sobre el control metrológico de instrumentos de medida.

Teniendo en cuenta que, la implementación de la **AMI** incluye la utilización de unos instrumentos con características técnicas que hacen posible gestionar el servicio de energía eléctrica en la forma y oportunidad establecidas por las autoridades administrativas, y una de sus funcionalidades será la de medir el consumo de electricidad, sin duda alguna nos

⁵ Artículo 1 numerales 47 y 55

encontramos ante un instrumento de medición, que deberá entonces, acogerse a lo establecido en el Decreto 1595 de 2015 en virtud de lo previsto en el artículo 2.2.1.7.14.2.-

En la misma línea y de manera especial, el artículo 2.2.1.7.14.3 del Decreto, enumera algunas actividades en las que se usan los instrumentos de medida, incluyendo la prestación de servicios públicos domiciliarios, esto enmarcado en la noción de consumidor o usuario de que trata la Ley 1480 de 2011.

Quiere ello decir que, los instrumentos de medida utilizados para la prestación del servicio público domiciliario de energía están sometidos a control metrológico bajo la competencia de la Superintendencia, al tener una finalidad relacionada con el consumidor concebido en el contexto de la Ley 1480 de 2011.

De lo anterior también se desprende que, la regulación a expedir tiene como alcance los medidores de energía eléctrica utilizados para la prestación del servicio público domiciliario residencial, es decir, en los hogares o núcleos familiares, incluyendo las áreas comunes de los conjuntos habitacionales.

La delimitación del alcance del **RTM** a aquellos medidores de energía eléctrica para uso residencial, emerge ante la innegable asimetría existente en las relaciones de consumo de bienes y servicios. Así lo precisó la Corte Constitucional al señalar que, *“Sin perjuicio de los diferentes esquemas o modelos de responsabilidad que puede consagrar la ley, no puede entonces en modo alguno ignorarse la posición real del consumidor y del usuario, puesto que justamente su debilidad en el mercado ha sido la circunstancia tenida por el constituyente para ordenar su protección”* (Corte Constitucional, 2000)

Por su parte, la Corte Suprema de Justicia en relación con la materia, recogió las siguientes consideraciones:

“(…) En ese orden de ideas, para estos efectos estima la Corte que, con estrictez, siempre será forzoso indagar en torno a la finalidad concreta que el sujeto - persona natural o jurídica- persigue con la adquisición, utilización o disfrute de un determinado bien o servicio, para reputarlo consumidor solo en aquellos eventos en que contextualmente, aspire a la satisfacción de una necesidad propia, privada, familiar domestica o empresarial - en tanto que no esté ligada intrínsecamente a su actividad económica propiamente dicha, aunque pueda estar vinculada, de algún modo al objeto social- que es lo que constituye el rasgo característico de una verdadera relación de consumo. Este punto de vista cabe resaltar, es el que puede identificarse en numerosos ordenamientos jurídicos que, como adelante se examinara, catalogan únicamente como consumidor a quien sea destinatario final del bien o servicio, o, por otro lado, exigen que la adquisición o utilización este ubicada por fuera de la esfera de la actividad profesional o empresarial de quien se dice consumidor (...)” (Corte Suprema de Justicia, 2005)

En relación con el concepto de destinatario o consumidor final, la doctrina también ha manifestado (Rusconi, 2011):

“(…) el destino final implica que el acto de consumo se encuentre desprovisto de la intención de reinsertar el bien en el mercado, ya sea mediante su reventa o transformación.

Su análisis casuístico, implicara juzgar, como dijimos, el equilibrio de la relación de acuerdo con un examen integral que abarque no solamente las circunstancias de carácter objetivo (el acto de consumo) sino también las condiciones de orden subjetivo (características de las partes, manejo de la información, conocimientos técnicos, necesidad a satisfacer, etc.).

Tal entendimiento permitirá abarcar categorías especiales de consumidores, tales como los subconsumidores, (...) no consumidores o los consumidores - empresarios, excluidos por regla general del Estatuto protectorio pero tutelados en casos especiales en los que intervienen en el mercado no como intermediarios sino como destinatarios finales de los bienes y servicios de consumo.

Claro está que la extensión del ámbito de aplicación del estatuto del consumidor a sujetos que intervienen habitualmente en el mercado como productores o proveedores, deberá ser excepcional, puesto que conceptualmente y por regla axiológica, los 'profesionales del mercado' estarán excluidos de aquella tutela legal equilibrante. (...)"

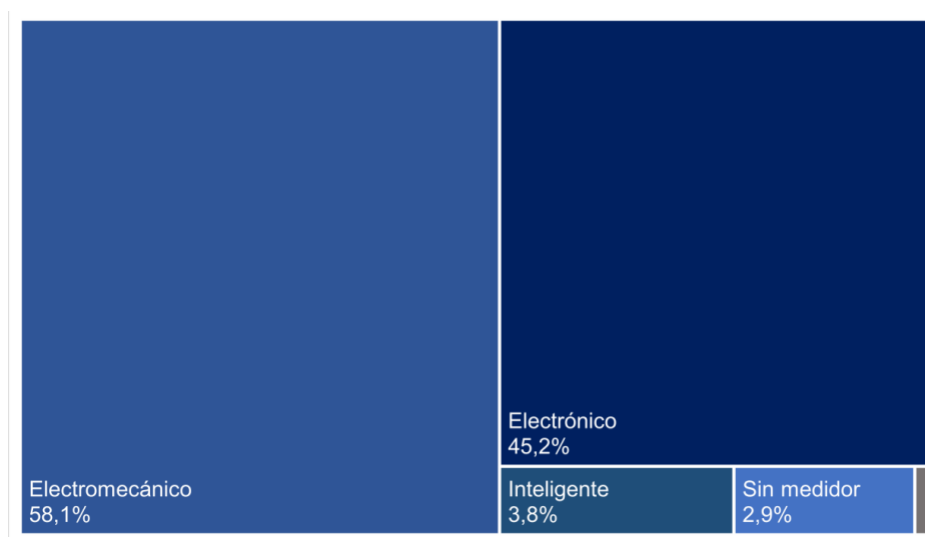
Sin controversia alguna a la definición de consumidor de la Ley 1480 de 2011 que expresamente la enfila hacia quien se *repute destinatario final, adquiera, disfrute o utilice un determinado producto, cualquiera que sea su naturaleza para la satisfacción de una necesidad propia, privada, familiar o doméstica y empresarial*. Se quedan fuera de dicho alcance, los usuarios de medidores comerciales o industriales, teniendo en cuenta que, la determinación de una relación de consumo implica indagar la finalidad concreta que las personas naturales o jurídicas perseguirán con la adquisición, utilización o disfrute del bien, en este caso, el medidor de energía.

En conclusión, las competencias legales de la **SIC** en el control metrológico de los medidores del servicio público de energía eléctrica, y en general en los medidores de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, corresponden a la primera fase de control metrológico de aquellos instrumentos que tendrán como destino los usuarios o suscriptores residenciales. Este alcance determina la definición del problema que motiva la intervención regulatoria que se presenta en este análisis de impacto normativo.

1.3 Contexto nacional

De acuerdo con el análisis adelantado por la **SSPD** en 2021 sobre el estado de la medición de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (**SIN**) el país cerró el año 2021 con 16.594.726 usuarios de energía conectados a este sistema, de los cuales el 97,1% cuenta con un medidor. El medidor electromecánico es el más utilizado, seguido del medidor electrónico. (Figura 1).

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



Fuente: SSPD (2021)

Adicionalmente, la **SSPD** identificó que los medidores electromecánicos han perdido mercado, siendo sustituidos en la oferta comercial de los prestadores por medidores electrónicos monofásicos, bifilares, bifásicos trifilares y trifásicos tetrafilares.

La antigüedad de los medidores también ha sido analizada por la SSPD. En 2019, la entidad evidenció que el 38% de los medidores instalados en el país tenían una antigüedad de al menos 15 años, es decir para ese entonces habían sido instalados 5.324.775 medidores a más tardar en 2004. (Tabla 1)

Tabla 1. Antigüedad de los medidores de electricidad instalados en Colombia

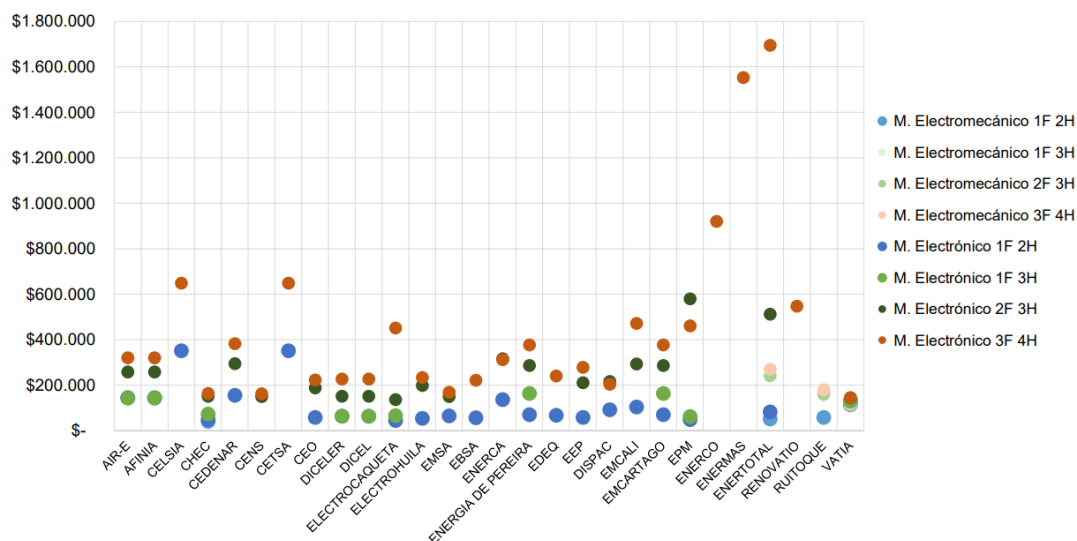
Instalados antes de 1995	Instalados entre 1995 y 2004	Instalados entre 2005 y 2013	Instalados desde 2014	Total
1.601.557	3.723.218	5.044.372	3.703.726	14.072.873
11,38%	26,46%	35,84%	26,32%	

Fuente: SSPD (2020)

En cuanto al precio de los medidores, de acuerdo con los valores reportados por las empresas prestadoras del servicio público domiciliario a la **SSPD**, el equipo de menor precio

promedio es el medidor electromecánico monofásico bifilar, con un precio de \$92.089, y el equipo con el precio promedio más alto es el medidor electrónico trifásico tetrafilar con un precio de \$443.919. La entidad también evidenció alta dispersión en los precios de los medidores electrónicos, con precios que varían entre \$900.000 y \$1.700.000. (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.)

Figura 2. Precios de medidores de energía eléctrica 2021



Fuente: SSPD (2021)

Sobre la situación de peticiones, quejas y reclamos (**PQR**) por concepto de medición, en dicho reporte la **SSPD** identifica que la inconformidad con el consumo es la principal causa de interposición de **PQR** con una participación del 65,2% del total, seguida por los cobros por promedio (17,7%).

La causa más recurrente de falla de los instrumentos de medida es la falla de calibración seguida del hurto. (¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.)

Figura 3. Causales de falla del instrumento de medición

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

Fuente:

SSPD (2021)⁶

De acuerdo con información recopilada por la **SIC** en el año 2016, a partir de una muestra 193.106 medidores nuevos a los que se les realizó la verificación inicial en un laboratorio acreditado se observó que el 99,91% conformes metrológicamente con base en las normas técnicas exigidas a través del Código de Medida (índices de clase, clase de exactitud y error máximo permisible establecidos en las normas NTC 2147, NTC 2288 y NTC 4052)⁷. Sin embargo, un análisis más detallado revela la prevalencia entre dichos medidores de las menores clases permitidas por los prestadores en los contratos de condiciones uniformes. El 88,49% son clase 1 y no hay ninguno de clase 0.2 o 0.2s, siendo éstas las de mayor precisión⁸.

1.3.1 Política pública de la medición avanzada del consumo de electricidad

Veinte años después de expedirse la Ley 142 de 1994, a través de la Ley 1715 de 2014 se definieron las primeras reglas para promover el desarrollo y la utilización de las Fuentes No Convencionales de Energía, principalmente renovables, y promover la gestión eficiente de la energía, que comprende la eficiencia energética y la respuesta de la demanda.

En desarrollo de este mandato legal, el Ministerio de Minas y Energía (**MME**) estableció los mecanismos de implementación de la **AMI**. Esta infraestructura fue definida como aquella que *“permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y 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.”*⁹

⁶ 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. (SSPD, 2021)

⁷ El 7 de abril de 2017 se realizó una vista al laboratorio Servimeters S.A., acreditado para verificar medidores de agua y medidores de energía. Se requirió a este laboratorio información sobre las verificaciones iniciales a ambos tipos de medidores para el desarrollo paralelo de dos documentos.

⁸ Estas NTC clasifican los medidores según su precisión en clases que van de la clase 2 a la que pertenecen los medidores de menor precisión, a clase 0,2s que corresponde a aquellos con precisión más alta. Para información más detallada se sugiere consultar las normas técnicas NTC2147, NTC 2288 y NTC 4052.

⁹ Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía

De acuerdo con la norma técnica NTC-6079, la infraestructura de un sistema AMI incluye: 1) la unidad de medida, 2) la unidad concentradora, 3) el sistema de gestión y operación, 4) las comunicaciones.

Con la implementación de AMI, la política pública busca¹⁰:

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

En este sentido, definió como meta que para 2030 al menos el 75% de los usuarios conectados en un mercado de comercialización cuenten con AMI¹¹, y que la CREG establezca las metas de implementación de AMI para las Zonas No Interconectadas (ZNI).

1.3.1.1 Concepto de medición y propiedad del medidor

Para cumplir con la meta de implementación de **AMI**, en la Resolución CREG-101-1 de 2022 el Regulador expuso que tras la expedición de la Ley 1715 de 2014 con sus decretos y resoluciones, el concepto de medición o de medida al que hace referencia la Ley 142 de 1994 deja de ser un elemento únicamente asociado al consumo del usuario para efectos de facturación, para incorporar elementos adicionales como la medición y registro de datos de uso de energía de los usuarios en intervalos de tiempo, con la capacidad de almacenamiento y transmisión, entre otros, los cuales son considerados datos de energía eléctrica.

También consideró que, desde el punto de vista de la infraestructura, ésta deja de estar asociada únicamente al medidor, para incorporar elementos adicionales como: i) la comunicación bidireccional; ii) la integración del hardware; iii) software y iv) arquitectura de redes de comunicaciones. La suma de estos elementos a nivel de infraestructura es lo que se denomina Infraestructura de Medición Avanzada, o **AMI**.

¹⁰ Artículo 4 de la Resolución 4072 de 2018, modificada por la Resolución 40483 de 2019.

¹¹ Mercado de comercialización se define como el conjunto de usuarios conectados a un mismo Sistema de Distribución Local o atendido sin red física por un Distribuidor. (Fuente: Resolución CREG-091- 2007; Art. 2)

Como los nuevos medidores deben servir para propósitos adicionales a medir el consumo de energía que posteriormente se factura a cada usuario, la Ley 2099 de 2021 estableció que las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica deberán asumir los costos asociados a la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes. No obstante, el usuario mantendrá la posibilidad de adquirir el medidor a su costo, siempre y cuando cumpla con que este instrumento sea compatible con la infraestructura del distribuidor. En este sentido, tanto distribuidores como usuarios pueden ser los propietarios de los medidores inteligentes, y la selección de los medidores debe permitir el funcionamiento de la red inteligente del distribuidor.

1.3.1.2 Requisitos técnicos y metrológicos de la medición avanzada

La Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía definió al Medidor Avanzado de energía eléctrica como el “Dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con frecuencia diaria. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema y la gestión de pérdidas”.

Además de este dispositivo, la medición y el registro del flujo de energía de un usuario requiere el uso de la infraestructura de comunicaciones a la que hace referencia la NTC-6079 que garantice que la información de la medida conserva su integralidad hasta el momento de su uso para efectos de facturación.

Con el fin de contar con una infraestructura de medición que permita cumplir con los objetivos de la política pública, la CREG estableció en la Resolución 101-1 de 2022 que los medidores que se utilicen en la prestación del servicio público domiciliario de electricidad deben cumplir con el Reglamento Técnico Metrológico (**RTM**) que expida la **SIC**, y que mientras se expide el reglamento técnico metrológico, se deberá cumplir lo dispuesto en el numeral 6.1.1.3 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por **ICONTEC**.

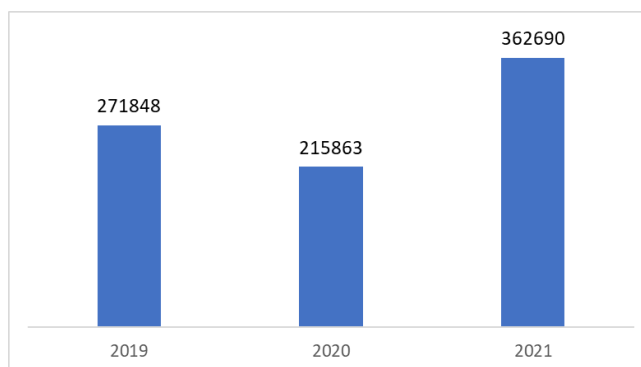
También dispuso que el distribuidor, deberá realizar la verificación inicial de los medidores avanzados de acuerdo con el procedimiento del artículo 23 del Código de Medida, y que los usuarios o los comercializadores de electricidad podrán solicitar verificaciones extraordinarias a los sistemas de medición con medidores avanzados, para lo cual se aplicará el procedimiento de verificación establecido en el artículo 24 de dicho código. En cuanto a las calibraciones de los medidores, el Regulador sectorial ordenó que, cuando éstas se requieran, deberán realizarse con laboratorios de calibración acreditados por el **ONAC**, o por un organismo de acreditación que sea signatario de los acuerdos de reconocimiento multilateral suscritos por el **ONAC** bajo la norma internacional ISO/IEC 17025.

Como puede verse en estas disposiciones, la **CREG** sólo admitirá que se utilicen medidores inteligentes que cumplan con el **RTM** de la **SIC**¹², mientras que los procedimientos para garantizar la idoneidad de los medidores una vez entren en uso tras su instalación son objeto de regulación por parte de la **CREG**.

2 El mercado de medidores importados de energía eléctrica para usuarios residenciales

De acuerdo con la información extraída de la Base de Datos de Comercio Exterior (**BACEX**), entre 2019 y 2021 se importaron 850.401 medidores de energía eléctrica (Figura 4).

Figura 4. Medidores de energía importados entre 2019 y 2021



Fuente: BACEX

Estos medidores provienen casi en su totalidad de China, país del que se importaron el 79% de estos instrumentos de medición entre 2019 y 2021. El segundo país de procedencia es Eslovaquia, con el 7% de los instrumentos.

3 Definición del problema

Teniendo en cuenta las competencias legales de la SIC, así como el marco normativo presentado en la sección anterior, el problema a resolver mediante la intervención regulatoria de la SIC se define de la siguiente forma (Figura 6):

Existe el riesgo de una comercialización de medidores de energía eléctrica sin suficientes garantías metrológicas para medir el consumo, facturar el servicio y cumplir los compromisos de implementación de AMI contenidos en la política pública.

¹² El Regulador aceptará temporalmente que los equipos cumplan únicamente con la norma técnica colombiana, hasta cuando la SIC expida el RTM.

La facturación del servicio de energía eléctrica se fundamenta en la posibilidad de medir el consumo de cada uno de los suscriptores. Esta facturación corresponde al precio que debe pagar el usuario por el suministro de energía, su transporte, distribución y comercialización. En tanto el medidor que utilice un usuario no proporcione mediciones confiables de la cantidad de energía consumida, el usuario puede pagar más por el servicio de lo que está establecido tarifariamente por cuenta de una medida que excede su consumo real, o subremunerar al distribuidor a cuya red está conectado y al comercializador que lo atiende cuando su consumo es mayor al que registra el medidor.

Por otra parte, como lo señala la **CREG** en la Resolución CREG 101 001 de 2022, el cumplimiento de los objetivos de política energética y la puesta en funcionamiento de **AMI**, exigen que los medidores sean capaces de servir para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema, la gestión de pérdidas, facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, nuevas tecnologías, entre otros. Además, en el mediano y largo plazo, la medición avanzada permitirá que los usuarios, incluyendo los residenciales, cuenten con la información suficiente para gestionar su consumo de energía, de tal forma que definan el momento del día en el que consumen electricidad con base en las señales tarifarias.

Adicionalmente, en un contexto de redes inteligentes los usuarios tienen la potencialidad de convertirse en proveedores de energía eléctrica a través de tecnologías de generación a pequeña escala como los paneles solares, o de recursos distribuidos como los vehículos eléctricos, con lo cual los datos de medición de la energía no solamente tienen relevancia en la medición del consumo de electricidad sino también en la medición del suministro de energía del usuario a la red de distribución. De hecho, esta situación empezó a ser reconocida regulatoriamente a través de la Resolución CREG-030 de 2018, y se espera que la figura regulatoria sea de uso frecuente por parte del suscriptor residencial del servicio público de energía eléctrica, como lo señala la Hoja de Ruta para la Energía del Futuro, construida a partir de los resultados de la Misión de Transformación Energética adelantada por el **MME**. (MME, 2021)

Esta medición avanzada requiere que los medidores funcionen bajo las condiciones tecnológicas requeridas por el nuevo esquema de prestación del servicio, lo cual implica la necesidad de cambiar gran parte de los medidores actuales.

De acuerdo con la información consignada en el Sistema Único de Información (**SUI**) de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (**SSPD**), del total de suscriptores del **SIN** los residenciales representaron en 2021 el 89,8% es decir 14,7 millones (Tabla 2) y cada uno de estos suscriptores cuenta con un medidor de energía activa. Esto significa que la sustitución de los medidores tradicionales por medidores inteligentes se concentra fundamentalmente en los usuarios residenciales.

Tabla 2. Número y participación de los suscriptores residenciales en el total nacional

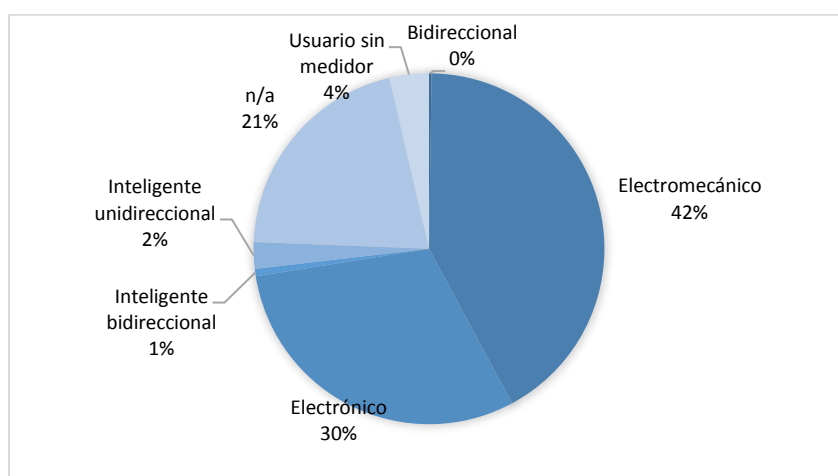
Tipo de suscriptor	2020		2021	
	Suscriptores (000)	%	Suscriptores (000)	%

Residenciales	14.044	88,2%	14.700	89,8%
Resto¹³	1874	11,8%	1.660	10,2%

Fuente: SUI

Los medidores residenciales instalados a 2021 son principalmente electromecánicos (42%) mientras que los medidores inteligentes, unidireccionales y bidireccionales, suman tan sólo un 3%, es decir 459.669 medidores (Figura 5). Esto significa que si los distribuidores implementan la medición inteligente en el 75% de los usuarios residenciales (11.025.000 suscriptores) deberán remplazarse, como mínimo, 10.565.000 medidores aproximadamente, valor que no incluye los nuevos usuarios residenciales.

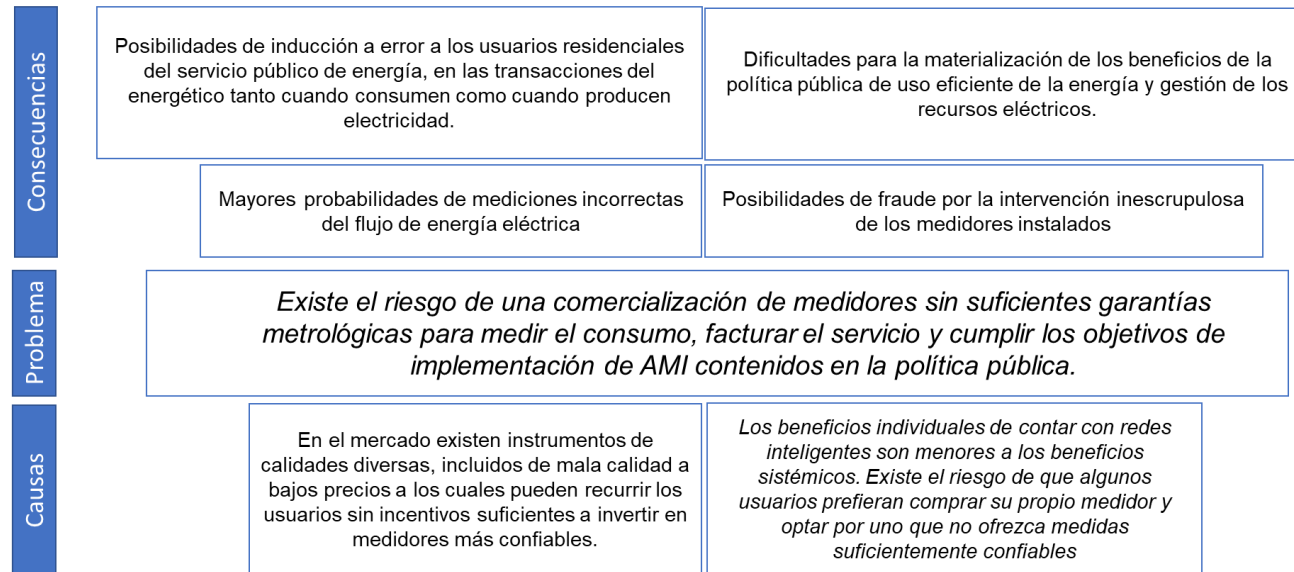
Figura 5 Composición de los medidores residenciales por tipo de tecnología



Fuente: SUI-SSPD

¹³ Incluye suscriptores comerciales, industriales, sector oficial, provisional, alumbrado público, especial asistencial, especial educativo, áreas comunes, distritos de riego, áreas comunes y otros usuarios sin definir.

Figura 6. Árbol de problema



El tiempo máximo de uso de un medidor no es un parámetro que haya sido objeto de definición regulatoria. La Ley 142 de 1994 en su artículo 144, y la Resolución CREG-108 de 1997, únicamente señalan que es obligación del usuario reparar o remplazar el medidor, a satisfacción de la empresa, cuando su funcionamiento no permita determinar adecuadamente el consumo. Para determinar si la medición es adecuada o no, la empresa prestadora del servicio público puede retirar el medidor para enviarlo al laboratorio, siempre y cuando este procedimiento esté contenido en el Contrato de Condiciones Uniformes (CCU), garantizando el debido proceso y el derecho de defensa del usuario como se consigna en SSPD (2021). En el contexto de la medición avanzada, los medidores deben ser sustituidos por el distribuidor de energía, o por el usuario si así lo desea.

Si se considera que en 2019 el 38% de los medidores instalados en el país tenían una antigüedad de al menos 15 años, es posible que la confiabilidad de su lectura haya disminuido, y que sea requerido su remplazo, incluso por otro medidor electromecánico.

Teniendo en cuenta que no todos los responsables del remplazo de estos equipos, usuarios, distribuidores o comercializadores tienen los mismos incentivos, conocimientos metrológicos o capacidades económicas para adquirir e instalar los medidores metrológicamente más adecuados, existe el riesgo de que se comercialicen, adquieran, y posteriormente se instalen, medidores que no cumplen con los requerimientos metrológicos necesarios para medir el consumo e inyección de electricidad de manera confiable. Esta baja confiabilidad ocasionaría que usuarios y prestadores del servicio vean afectado su pago o su remuneración, dependiendo del tipo de desviación que ofrezca la lectura. En el contexto de la medición inteligente, las medidas no confiables tampoco permitirían cuantificar los aportes de electricidad de los usuarios, gestionar de manera eficiente la red de distribución, facturar adecuadamente la gestión de consumo con base en los incentivos regulatorios -como la respuesta de la demanda-, y en últimas materializar todos los beneficios de las redes inteligentes.

Causas del problema

Esta problemática surge fundamentalmente por tres circunstancias:

Causa 1: *En el mercado podrían encontrarse instrumentos de calidades metrológicas diversas, incluidos de bajo aseguramiento de la calidad de las mediciones, a bajos precios, a los cuales pueden recurrir los usuarios.*

El riesgo de sustitución de medidores por otros de baja calidad metrológica se puede materializar en tanto en el mercado colombiano puedan encontrarse medidores que no ofrecen mínimas garantías metrológicas, o si se permite la importación de cualquier tipo de instrumentos.

La exigencia de certificado de conformidad de producto contenida en el Código de Medida sólo aplica para aquellos instrumentos de medición que vayan a ser instalados y

efectivamente utilizados para medir el consumo eléctrico. Este certificado de conformidad se refiere a medidores de energía activa y reactiva, entre otros componentes de los sistemas de medición¹⁴.

Por el alcance de las competencias de la **CREG**, restringida a prestadores del servicio público de energía eléctrica, las disposiciones o requerimientos que establezca en la Regulación sectorial no pueden exigirse a fabricantes e importadores de medidores de energía con el objetivo de impedir que vendan instrumentos que no cuenten con certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el **ONAC**, que posteriormente puedan ser adquiridos por usuarios que prefieran comprar su propio medidor, y que no tengan suficientes incentivos para instalar medidores con especificaciones suficientes para garantizar la confiabilidad de la medida.

Adicionalmente, si un usuario adquiere el medidor en el mercado, comparará precios y calidades para seleccionar su medidor entre todas las opciones disponibles, sin contar con los conocimientos metrológicos suficientes para diferenciar un buen medidor de uno no tan bueno en términos de confiabilidad de la medida y de diseños que permitan garantizar que esta confiabilidad se mantiene en el tiempo.

Ante la posibilidad de una selección inadecuada de la calidad metrológica de los medidores de energía, y en ausencia de un reglamento técnico especializado, los distribuidores que son quienes tienen el conocimiento que requiere la selección de un medidor, reflejarán esta experiencia en la lista de alternativas que admitan para ser conectadas a su red. En este sentido el usuario y el distribuidor contarán con niveles diferentes de conocimiento, y en esta asimetría es el usuario quien se encuentra en desventaja, más aún cuando el distribuidor tiene la última palabra a la hora de decidir si instala o no el medidor adquirido por el usuario.

Causa 2: *Los beneficios individuales de contar con redes inteligentes son menores a los beneficios sistémicos. Existe el riesgo de que algunos usuarios prefieran comprar su propio medidor y optar por uno que no ofrezca medidas suficientemente confiables.*

Dado que el usuario sigue estando facultado para adquirir el medidor, si escoge adquirirlo puede preferir un medidor inteligente económico, pero de baja calidad metrológica si percibe que el cambio de medidor no le reporta beneficios inmediatos que se reflejen en su

¹⁴ Resolución 038 de 2014, Artículo 10. Certificación de conformidad de producto para los elementos del sistema de medición. A partir de la entrada en vigencia de la presente resolución los elementos señalados en los literales a) al g) y m), del Anexo 1 de esta resolución, de los nuevos sistemas de medición y de aquellos que se adicionen o replacen en los sistemas de medición existentes, deben contar con un certificado de conformidad de producto expedido por una entidad acreditada por el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC).

Las normas técnicas de referencia que deben emplearse para la certificación de conformidad son las indicadas en esta resolución o, en ausencia, las normas técnicas internacionales aplicables al elemento del sistema de medición o las normas técnicas colombianas expedidas por el Icontec.

La certificación de conformidad del producto debe abarcar la totalidad de los requisitos establecidos en la norma de referencia y demás condiciones reglamentarias y legales aplicables.

El representante de la frontera comercial debe tener disponible para los agentes interesados o la autoridad competente, copias de dichos documentos.

factura de electricidad. Como lo menciona la Resolución 4072 de 2018 del **MME**, la medición inteligente no sólo busca que el usuario pueda optimizar su perfil de consumo eléctrico y participar en el mercado de energía, sino también mejorar la calidad del servicio y la gestión de la red de distribución, gestionar las pérdidas técnicas y no técnicas, facilitar la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos, entre muchos otros beneficios.

Si bien este riesgo se reduce con la política pública de sustitución del medidor por parte del distribuidor, y de la facultad que conserva el distribuidor de instalar únicamente los equipos que sean interoperables con su red, la existencia en el mercado de medidores de calidades metrológicamente pobres puede inducir al usuario a adquirir el medidor a precios más bajos, lo que puede generar posteriormente insatisfacción de los usuarios ante la negativa del distribuidor a instalar estos medidores.

Consecuencias del problema

De permitirse la comercialización medidores de características metrológicas diversas, pueden configurarse las siguientes consecuencias directas, principalmente:

Consecuencia 1: Mayores probabilidades de mediciones incorrectas del flujo de energía eléctrica

De materializarse los riesgos de adquisición y posterior uso de medidores que no otorgan las suficientes garantías de idoneidad metrológica, se presentarán con mayor probabilidad mediciones incorrectas del flujo de energía eléctrica hacia o desde el usuario y mayor riesgo de deterioro de la medición durante la vida útil del instrumento.

La instalación de equipos que cumplen con el referente técnico contenido en la norma NTC 6079, exigido actualmente por la **CREG**, no constituye una garantía suficiente de la precisión de la medida, en tanto la norma técnica no se centra exclusivamente en la definición de las características metrológicas que deben cumplir los medidores de energía eléctrica. En este sentido, se abre la posibilidad de que se materialice el riesgo de mediciones incorrectas de energía eléctrica, y que por esta vía aumenten las pérdidas no técnicas, o no atribuibles al funcionamiento de la red de distribución, del distribuidor de electricidad, lo que a su vez incrementa el costo de prestación del servicio para todos los usuarios conectados a la red de distribución.

Además, ante mayores probabilidades de mediciones incorrectas del flujo de energía, también es más probable que surjan situaciones de insatisfacción de los usuarios frente a la medición de su consumo, como ya se evidencia en las PQR registradas por la **SSPD**. La SIC analizó información histórica sobre la insatisfacción del usuario con la medición. A partir de datos de peticiones, quejas y reclamos (**PQR**) entre 2014 y 2016 que llegan a la **SSPD** se evidenció que, en 2014, las **PQR** relacionadas con medidores representaron un 28,32% del total de las mismas, en el 2015 un 35,59% y, en el 2016 un 30,03%.

Estas cifras demuestran la inconformidad de los usuarios frente a las mediciones realizadas por los equipos de medición de energía eléctrica domiciliaria, lo cual lleva a conflictos entre los actores involucrados por la falta de confianza existente en esta actividad, riesgo que puede incrementarse tras la sustitución de medidores obsoletos por medidores avanzados

que generen suspicacias entre los suscriptores del servicio, ya sea porque el distribuidor eligió e instaló el medidor, o porque mantuvo la potestad de aceptar o rechazar el medidor que adquiriera el usuario.

Consecuencia 2: Posibilidades de fraude por la intervención de los medidores instalados o de sus componentes de comunicaciones.

En ausencia de referentes metrológicos que exijan protocolos que garanticen la seguridad e inalterabilidad del instrumento de medición, se facilita la comercialización e instalación de medidores que no cuentan con las suficientes salvaguardas físicas y digitales para dificultar su adulteración.

De hecho, la adulteración de medidores es una práctica que han identificado los distribuidores comercializadores de energía. Por ejemplo, en 2021 la fiscalía general de la Nación y la Policía Nacional, en una visita conjunta a instalaciones residenciales en Santa Marta, identificaron 42 fraudes originados en los medidores y en acometidas irregulares. Air-e, el distribuidor comercializador de energía de la ciudad, estima que esos fraudes pueden representar pérdidas de energía por el orden de 414 millones de pesos¹⁵.

Enel también identificó que entre 2019 y 2020 se detectaron 10.132 casos de hurto de energía, de los cuales el 38 % corresponde a usuarios que se conectan directamente a la red para evitar el registro de sus consumos y, el 62 % restante a usuarios que realizan algún tipo de alteración en el equipo de medida, manipulando sus conexiones o incorporando algún elemento extraño en el medidor. Según la compañía, a la fecha existen más de 267 denuncias penales vigentes por el delito de defraudación de fluidos y se han recibido entre fallos condenatorios y conciliaciones 27 casos por casi \$1.000 millones. Las zonas con mayor volumen de pérdidas y nivel de detección de conexiones fraudulentas son las localidades de Fontibón, Kennedy y Bosa en Bogotá y, los municipios de Soacha, Zipaquirá, Ubaté, Funza, Facatativá y Girardot en Cundinamarca¹⁶.

En un contexto de medición inteligente, el riesgo de manipulación de los componentes físicos de cualquier medidor se suma la adulteración de la medida a través de la intervención del software de operación de la transmisión de los datos.

Así las cosas, de no blindar al mercado de estos riesgos se facilita el fraude en la medición, con los correspondientes impactos sobre el funcionamiento de las redes, su gestión y operación, y sobre la facturación del consumo o del aporte de energía a la red por parte de los usuarios.

Consecuencia 3: Posibilidades de inducción a error a los usuarios residenciales del servicio público de energía, en las transacciones del energético tanto cuando consumen como cuando producen electricidad.

¹⁵ <https://www.wradio.com.co/2022/06/30/empresa-de-energia-en-santa-marta-detecto-el-robo-del-servicio-en-varias-viviendas/>

¹⁶ <https://www.elespectador.com/bogota/robo-de-energia-practica-ilegal-y-peligrosa-que-crece-en-bogota/>

De permitirse que el usuario pueda encontrar en el mercado medidores que registran de manera dudosa el flujo de energía, se configura un escenario propicio para que surjan prácticas de inducción a error a los usuarios, en tanto utilizarían instrumentos que no miden con suficiente precisión la energía consumida o inyectada a la red, afectando las transacciones que se efectúen con base en esta lectura.

Consecuencia 4: Dificultades para la materialización de los beneficios de la política pública de uso eficiente de la energía y gestión de los recursos eléctricos.

En un escenario de participación de la demanda, un medidor que no mide correctamente el flujo de energía también podría:

- registrar inyecciones de energía a la red superiores a las reales, dificultando la gestión de la red y una remuneración inadecuada de la infraestructura de distribución.
- registrar inyecciones de energía a la red inferiores a las reales, dificultando también la gestión de la red y produciendo una sub-remuneración del usuario que invirtió en una infraestructura de generación eléctrica que espera recuperar a través de la venta de estos aportes de electricidad.

La medición incorrecta de los flujos de energía, por cuenta de la utilización de medidores metrológicamente inadecuados o susceptibles de ser manipulados, sumada a la insatisfacción de los usuarios frente a la medición de su consumo, pone en riesgo la materialización de los beneficios de la política pública de uso eficiente de la energía, pues el usuario podría desviarse de las decisiones eficientes de consumo, o no ver reflejada en su factura el beneficio de adoptar su perfil de consumo a las señales tarifarias. Mediciones incorrectas también pueden desincentivar la implementación de otros recursos eléctricos como la autogeneración, impidiendo materializar otro de los grandes beneficios de contar con redes inteligentes.

4 Definición de objetivos

La intervención regulatoria busca el siguiente objetivo principal:

Garantizar la calidad metrológica de los medidores del servicio público domiciliario de energía eléctrica que se ofrezcan en el mercado nacional con destino a los usuarios residenciales.

Este objetivo se enfoca en blindar al mercado nacional de la venta de medidores de electricidad con destino al mercado residencial que no aseguren mínimos estándares metrológicos, ya sea que estos medidores sean producidos en el país o importados.

Como se explicó en el numeral anterior, por el alcance de las competencias de la SIC en materia de protección al consumidor, la intervención regulatoria que se propone busca que la garantía de calidad metrológica de los instrumentos que tengan por destino los usuarios o suscriptores residenciales.

Para cumplir este objetivo, con las herramientas jurídicamente disponibles para la SIC en asuntos metrológicos de servicios públicos domiciliarios, se propone que la intervención regulatoria satisfaga los siguientes objetivos operacionales:

- Definir requerimientos mínimos de carácter metrológico para los medidores que pretendan venderse con destino a los suscriptores residenciales

En la medida en que se establezcan requisitos mínimos de calidad metrológica que debe reunir cualquier medidor para los usuarios residenciales del servicio público de energía eléctrica, se contará con referentes técnicos únicos que permitan diferenciar un medidor con calidad metrológica deseable de otro que no la ofrezca.

Estos requisitos de calidad pueden incluir, por ejemplo, la instalación de precintos físicos y digitales que al ser puestos en partes críticas del medidor eviten su manipulación, de tal forma que se asegure la trazabilidad metrológica del instrumento y de su software.

Los requisitos mínimos que impiden la comercialización en el país de medidores que no satisfacen estas condiciones también hacen que tanto usuarios como distribuidores del servicio de energía conozcan de antemano las características que deben reunir y demostrar los medidores que pueden ser importados o fabricados, y posteriormente instalados. En el caso particular de los usuarios, cuando éste decide adquirir por su cuenta el medidor, tendrá la certeza de que el medidor que encontró en el mercado reúne los requerimientos metrológicos mínimos, con lo cual se reduce la asimetría de información.

Por último, incluso los usuarios o distribuidores sin suficientes incentivos individuales deberán adquirir medidores metrológicamente adecuados, que no pongan en riesgo los beneficios sistémicos que se deriven de la instalación de medidores inteligentes como tecnología habilitante de las redes inteligentes de energía eléctrica.

Ahora bien, este objetivo específico debe complementarse con otro orientado a facilitar la oferta en el mercado nacional de medidores con calidad metrológica deseable:

- Facilitar la oferta en el mercado nacional de medidores de energía eléctrica de características metrológicas adecuadas.

Este segundo objetivo busca reflejar la necesidad de que los referentes metrológicos que se establezcan sean los mínimos necesarios para garantizar la calidad metrológica, y que al mismo tiempo el mercado nacional cuente con una oferta suficientemente amplia y diversa de proveedores, de manera tal que el usuario pueda recibir los beneficios de un mercado competitivo, en materia de precios eficientes, variedad y calidad.

Cumplir con el objetivo principal permitirá:

- Reducir o eliminar la inducción a error a los suscriptores residenciales del servicio público de energía eléctrica.

En la medida en que se vendan medidores que ofrecen garantías metrológicas, los medidores instalados tendrán atributos de diseño, construcción y funcionamiento tales que facilitan obtener mediciones de flujo de energía que se encuentran dentro de intervalos de error coherentes con las recomendaciones internacionales, y en tal sentido estos aparatos

permiten reducir o eliminar la inducción a error de los usuarios residenciales del servicio público, tanto cuando consumen electricidad como cuando la inyectan a la red, como parte de las posibilidades que aparecen con la implementación de redes inteligentes.

Dentro de estos atributos se encontrarían aquellos que obstaculizan las prácticas de intervención de los medidores para alterar la medida (fraude). Por otro lado, la renovación de los medidores, y su remplazo por otros con características metrológicas deseables buscarían asegurar mediciones más precisas (dentro de los márgenes de error) del flujo de energía entre la red y el usuario.

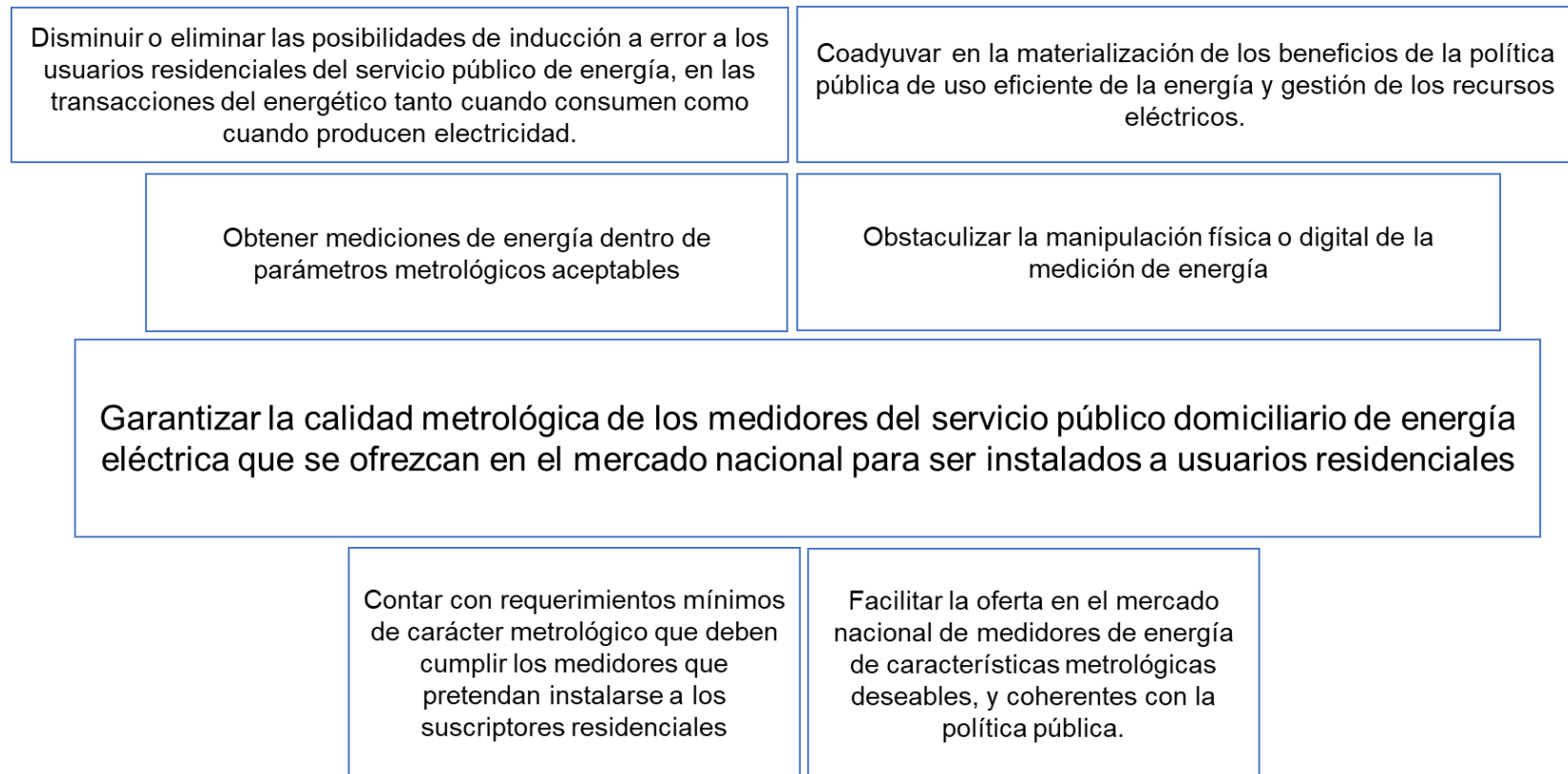
Los medidores que cumplen con estándares metrológicos reconocidos y exigibles a todos los agentes del mercado también facilitan que los usuarios, comercializadores de electricidad y distribuidores de energía cuenten con un nivel aceptable de confianza en las mediciones arrojadas por los aparatos de medición que se exigen y que se instalan, con independencia de quién los haya suministrado para su instalación.

- Coadyuvar en la materialización de los beneficios de la política pública de uso eficiente de la energía y gestión de los recursos eléctricos.

Con la reducción o eliminación de la inducción a error de los suscriptores residenciales del servicio de electricidad, y con una relación comercial entre suscriptores, comercializadores y distribuidores de electricidad fundamentada en la confianza en los equipos de medida, se buscará *“Materializar los beneficios de la política pública de uso eficiente de la energía y gestión de los recursos eléctricos, con la implementación de **AMI**, y a la vez lograr una remuneración y cobro del servicio público de energía eléctrica coherente con el consumo efectuado”*.

Como ya se expuso, la medición inteligente es el elemento habilitador de la implementación de las redes inteligentes, y estas redes buscan mejorar el uso eficiente de la energía y la gestión de los recursos energéticos. Así las cosas, una medida correcta, que resulta de implementar equipos metrológicamente adecuados, hace que la medición avanzada realmente permita materializar los beneficios que persigue la política pública. Por otra parte, si se tiene en cuenta que la medición del consumo es el elemento fundamental de la liquidación de las transacciones de electricidad entre suscriptores residenciales, comercializadores y distribuidores de electricidad, los pagos que se efectúen con base en estos registros corresponderán a los propósitos de los diseños tarifarios de remunerar adecuadamente los servicios prestados por comercializadores y distribuidores, y que a los suscriptores se les cobre exactamente el valor que la regulación, o el mercado, establezcan por su consumo o su inyección de energía a la red, de acuerdo con el momento en que éstos tengan lugar.

Figura 7 Árbol de objetivos



5 Identificación de alternativas de intervención

Para dar respuesta a la problemática descrita a partir de una intervención regulatoria de la SIC, se identificaron dos alternativas adicionales al *statu quo*. Las alternativas al escenario vigente fueron identificadas como resultado de la interacción de la **SIC** con las entidades sectoriales y técnicas del sector, específicamente la **CREG**, el **MME** y el Comité 144 de **ICONTEC**.

Estos tres escenarios se describen a continuación.

5.1 Statu Quo

El Código de Medida contenido en la Resolución CREG-038 de 2014 establece los parámetros que deben cumplir los medidores de electricidad que se instalen a los suscriptores del servicio. En su artículo 9 fija los requisitos de exactitud de los medidores nuevos que se instalen tras la expedición de la norma, así como los que se adicionen o replacen sistemas de medición existentes. Esta norma define los parámetros de exactitud para energía activa y reactiva con base en normas técnicas colombianas, o en sus equivalentes normativos **IEC**.

Por su parte, el Código de Medida también establece la obligación de que los sistemas de medición que se adicionen o replacen existentes deban contar con un certificado de conformidad de producto, expedido por una entidad acreditada por el **ONAC**, y que sean calibrados antes de su instalación.

La implementación de la política pública de sustitución de medidores por medidores compatibles con **AMI** se ejecutará bajo la posibilidad de que sea el distribuidor o el usuario quienes adquieran el medidor inteligente. Cuando es el usuario quien lo adquiere, la Regulación sectorial contenida en la Resolución CREG-101-001 de 2022 contempla que tal dispositivo está sujeto a la aceptación del distribuidor. La **CREG** también previó en esta resolución que en ausencia de RTM, el referente que se exigirá a los medidores que sean instalados por el distribuidor corresponderá a la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por **ICONTEC**¹⁷.

En este escenario, sin referentes metrológicos aplicables a la oferta de medidores en el mercado nacional, se comercializarían medidores de todo tipo de calidades metrológicas. La entrada al país de los medidores importados no requeriría cumplir procedimientos especiales. El estándar de calidad estaría restringido al que debe cumplir el distribuidor, y que por ende exige al usuario que compra su propio medidor para su posterior instalación

¹⁷ Parágrafo 1 del Artículo 15, Resolución CREG 101-001 de 2022: Mientras se expide el reglamento técnico metrológico, se deberá cumplir lo dispuesto en el numeral 6.1.1.3 de la Norma Técnica Colombiana NTC 6079 expedida por **ICONTEC**.

La vigilancia y el control del cumplimiento de la normatividad técnica por parte del distribuidor está a cargo de la SSPD, quien deberá verificar que los medidores inteligentes que instalen los distribuidores acojan la NTC 6079 como lo estableció el Regulador.

La NTC 6079 es una norma técnica que contiene los requisitos para sistemas **AMI** en redes de distribución de energía eléctrica. Incluye características técnicas tanto del medidor como de los demás componentes de la arquitectura de **AMI**, y por tanto no se concentra en establecer la totalidad de los requerimientos metrológicos del instrumento de medición. Su intervención en asuntos metrológicos permite establecer las referencias normativas para cinco requisitos metrológicos contenidas en otras normas técnicas colombianas tanto para energía activa como reactiva.

Por otra parte, la NTC 6079 establece ensayos de rutina, es decir exigibles a los instrumentos antes de su instalación, más no define ensayos o pruebas exigibles a fabricantes de medidores para establecer la conformidad del instrumento con parámetros metrológicos mínimos, como sí lo hace la reglamentación técnica que se propone en las Alternativas 1 y 2 que pasarán a describirse.

Por último, la NTC 6079 adopta el estándar procedente de las normas IEC, de origen norteamericano, sin hacer referencia a normas equivalentes de otras procedencias.

5.2 Alternativa 1. Expedición de un RTM para medidores de energía basado en estándares metrológicos internacionales para la medición de la energía activa.

En esta alternativa la **SIC** expide un RTM aplicable a medidores basado en estándares internacionales de la OIML para la medición de la energía activa, específicamente en la Recomendación OIML R46 de 2012.

Dado que la **SIC** sólo tiene competencia en el ámbito de los medidores que tienen por destino los usuarios o suscriptores residenciales, el RTM establecería requisitos para medidores que sean de uso residencial. El RTM también se exigiría a los medidores que se suministren con destino a pequeños establecimientos comerciales o industriales cuando se instalen en apartamentos o casas de habitación con fines residenciales.

El RTM incorporaría:

- Requisitos metrológicos para la medición de la energía activa
- Requisitos de controles metrológicos como pruebas de desempeño y el programa de pruebas, así como los procedimientos de prueba para la certificación de tipo o de modelo, junto con la documentación que se exigiría para demostrar la conformidad del medidor de energía activa con el Reglamento. También exigiría la verificación inicial, para garantizar que el instrumento es confiable al momento de su instalación, con independencia del tiempo que haya transcurrido desde la fabricación.
- Obligaciones de fabricantes e importadores para garantizar que introducen al mercado nacional únicamente medidores de energía activa que cumplan con los

requisitos del reglamento técnico. Adicionalmente se exigirían procedimientos enfocados en la identificación de los medidores y de los agentes responsables de su introducción al mercado, así como del reporte de información para viabilizar las labores de vigilancia y control.

- Como la medición avanzada incorpora un componente de transmisión de datos, la adopción de la R46 en el RTM permite adoptar disposiciones que actualmente están contenidas en el Documento OIML D31, que hace parte de la Recomendación, tendientes a garantizar la seguridad, la integralidad y la confidencialidad de la información de energía activa que registran y transmitan los medidores inteligentes a través de canales de comunicación.
- La obligación de los productores de registrar en el Sistema de Información de Metrología Legal (**SIMEL**) la información de los modelos de medidores que demuestran la conformidad, como sus características metrológicas, esquema de precintos y certificación de la conformidad.
- Por último, para ampliar la oferta nacional de equipos que cumplen con los estándares metrológicos, el RTM basado en la Recomendación OIML R46 adoptaría el estándar europeo, e incluiría el conjunto de normas equivalentes que serían admitidas como alternativa a la R46.

Para hacer operativa esta medida se requiere que fabricantes e importadores de medidores de energía adelanten los ensayos y pruebas solicitados en el RTM para demostrar la conformidad de sus instrumentos de medición, y que remitan la documentación que acredita el cumplimiento de estas pruebas a la SIC para revisión. Una vez obtenido el certificado de conformidad, el importador estaría facultado para introducir estos instrumentos al país.

En el caso de los medidores importados, si los fabricantes internacionales ya cuentan con las certificaciones de conformidad con la recomendación **OIML**, o con las normas equivalentes, los importadores colombianos pueden utilizar estas certificaciones para demostrar la conformidad con el RTM en Colombia, sin necesidad de adelantar ensayos o pruebas.

La vigilancia y el control del RTM estaría a cargo de la **SIC** y de la **DIAN**. La **SIC** se encargaría de verificar la documentación que demuestra la conformidad con el Reglamento. La **DIAN**, por su parte, sería la responsable de verificar que el instrumento que entre al país cuente con el visto bueno de la SIC en la **VUCE**. Para el caso de instrumentos fabricados en el país, los fabricantes también deberán efectuar los ensayos y pruebas de demostración de la conformidad, y conservar esta documentación. La **SIC** vigilará el cumplimiento del RTM a través de verificaciones en el mercado o de requerimientos documentales a productores nacionales.

Una segunda instancia de vigilancia y control será el distribuidor de energía eléctrica, quien sólo podrá instalar en su red medidores que cumplan con el RTM. La **SSPD** por su parte actuaría como una tercera etapa de vigilancia y control, en la medida que vigile que el distribuidor efectivamente está instalando únicamente medidores que cumplen con el Reglamento Técnico como lo establece la Regulación.

5.2.1 Lógica causal de la alternativa (Teoría del cambio)

Situación actual	Parámetros propuestos	Efectos que conducirían a la situación objetivo	Situación objetivo
Parque de medidores obsoleto y usuarios como propietarios más usuales de equipos de medida	Establecimiento de requisitos metrológicos del medidor de energía activa	Productores e importadores de medidores conocen los requerimientos metrológicos de los medidores y las pruebas que demuestran la conformidad de los instrumentos	Reducir o eliminar la inducción a error de consumidores y usuarios del servicio de energía eléctrica
Posibilidades de comercialización de cualquier tipo de medidores en el país	Establecimiento de requisitos metrológicos del software utilizado para mediciones de energía activa	La información de la etiqueta permite identificar el importador/productor responsable del medidor para facilitar la vigilancia del RTM	
	Pruebas de desempeño del medidor	Los precintos físicos y digitales aseguran que el medidor no ha sido alterado tras haber superado la demostración de conformidad del fabricante	Mejor entorno metrológico para la materialización de los beneficios de la política pública de uso eficiente de la energía y gestión de los recursos eléctricos.
	Documentación para demostrar la conformidad del medidor y del software	Fabricantes e importadores sólo comercializan medidores que cumplen con el certificado de conformidad con el RTM. SIC confronta documentación de demostración de la conformidad del medidor con RTM para vigilar cumplimiento del RTM.	
	Etiquetado del medidor e Instalación de precintos físicos y digitales	Instrumentos que demuestran la conformidad serían verificados para comprobar que su confiabilidad se mantiene tras la fabricación.	
	Verificación inicial	DIAN controla que producto importado cumpla con el visto bueno de la VUCE, y SIC revisa documentación que soporta demostración de la conformidad de medidores importados	
	Registro de modelos en SIMEL	Oferta amplia de fabricantes, modelos y tipos de medidores que pueden demostrar la conformidad con el RTM para ser comercializados en el país	
Política pública para implementación de redes inteligentes que requiere remplazo de medidores actuales por Infraestructura de medición Avanzada (AMI)	Control del producto en sitio y/o requerimientos documentales a productores nacionales		
	Reporte de importaciones a través de VUCE		
	Normas equivalentes para demostración de conformidad para energía activa		

5.3 Alternativa 2. Expedición de un **RTM** para medidores de energía basado en estándares metrológicos internacionales para la medición de la energía activa y de la energía reactiva

En esta alternativa la **SIC** expide un **RTM** aplicable a medidores basado en estándares internacionales de la OIML y específicamente en la Recomendación **OIML R46** de 2012, pero a diferencia de la Alternativa 1 el **RTM** también establecerían los parámetros metrológicos que deberá cumplir el medidor para contabilizar la energía reactiva, cuando el instrumento esté diseñado para medirla.

La masificación de generación distribuida demanda que los usuarios residenciales que pretendan implementar estos sistemas cuenten con medidores robustos con la capacidad de medir el flujo de energía en sentido entrante (la energía que se consume) y saliente (la energía que produce el usuario y suministra a la red), y registrar las diferentes energías (activa, reactiva, aparente) que se pueden importar (consumir) y exportar (generar). Por tal razón, esta opción considera definir parámetros metrológicos para la medición de energía reactiva, debido a que algunos de los medidores de energía eléctrica que se comercializan en la actualidad cuentan con este módulo, y algunos usuarios residenciales podrían optar por convertirse en autogeneradores a pequeña escala (**AGPE**, definido en la como un autogenerador con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya¹⁸), y tener flujos de energía reactiva que deberán ser medidos cumpliendo con requisitos metrológicos mínimos para garantizar al consumidor medidas confiables en este tipo de energía.

En tanto la R46 no contiene disposiciones para energía reactiva, el referente metrológico se fijaría con base en los parámetros contenidos en normas IEC: IEC 62052-11:2003+AMD1:2016, IEC 62053-23:2003+AMD1:2016, IEC 62053-24:2014+AMD1:2016 y norma IEC 62059-32-1:2011.

Los requerimientos técnicos descritos en la Alternativa 1 frente a software legalmente relevante, la seguridad en el registro y transmisión de los datos de medida de la energía activa desde el medidor, contenidos en la R46, también serían exigibles a la energía reactiva.

La implementación de esta alternativa es equivalente a la de la alternativa 1, y al igual que ella la inspección, vigilancia y el control estarían a cargo de la **SIC** y de la **DIAN**, a través de los mismos procedimientos. En esta alternativa la **SIC** se encargaría de verificar la conformidad de los instrumentos de medición frente a los requisitos de la R46, contenidos en el **RTM**, o sus normas equivalentes.

¹⁸ Resolución CREG 174 de 2021

5.3.1 Lógica causal de la alternativa (Teoría del cambio)

Situación actual	Parámetros propuestos	Efectos que conducirían a la situación objetivo	Situación objetivo
Parque de medidores obsoleto y usuarios como propietarios más usuales de equipos de medida	Establecimiento de requisitos metrológicos del medidor de energía activa y reactiva	Productores e importadores de medidores conocen los requerimientos metrológicos de los medidores y las pruebas que demuestran la conformidad de los instrumentos	Reducir o eliminar la inducción a error de consumidores y usuarios del servicio de energía eléctrica
Posibilidades de comercialización de cualquier tipo de medidores en el país	Establecimiento de requisitos metrológicos del software para energía activa y reactiva	La información de la etiqueta permite identificar el importador/productor responsable del medidor para facilitar la vigilancia del RTM	
	Establecimiento de pruebas de desempeño del medidor de energía activa y reactiva	Los precintos físicos y digitales aseguran que el medidor no ha sido alterado tras haber superado la demostración de conformidad del fabricante	
	Documentación para demostrar la conformidad del medidor y del software	Fabricantes e importadores sólo comercializan medidores que cumplen con el certificado de conformidad con el RTM. SIC confronta documentación de demostración de la conformidad del medidor con RTM para vigilar cumplimiento del RTM.	Mejor entorno metrológico para la materialización de los beneficios de la política pública de uso eficiente de la energía y gestión de los recursos eléctricos.
	Etiquetado del medidor e Instalación de precintos físicos y digitales		
	Verificación inicial	Instrumentos que demuestran la conformidad serían verificados para comprobar que su confiabilidad se mantiene tras la fabricación.	
Política pública para implementación de redes inteligentes que requiere remplazo de medidores actuales por Infraestructura de medición Avanzada (AMI)	Registro de modelos en SIMEL	DIAN controla que producto importado cumpla con el visto bueno de la VUCE y SIC revisa documentación que soporta demostración de la conformidad de medidores importados	
	Control del producto en sitio y/o requerimientos documentales a productores nacionales		
	Reporte de importaciones a través de VUCE	Oferta amplia de fabricantes, modelos y tipos de medidores que pueden demostrar la conformidad con el RTM y ser comercializados en el país	
	Normas equivalentes para demostración de conformidad		

6 Metodología y evaluación de alternativas

6.1 Metodología seleccionada: Análisis Multi-Criterio

Para evaluar el desempeño de cada una de las alternativas ya descritas, así como del statu quo frente a los objetivos de la intervención regulatoria, se propone implementar la metodología de Análisis Multi-Criterio (**AMC**).

Esta **AMC** permite establecer preferencias entre varias opciones con base en un conjunto explícito de objetivos que deben ser alcanzados, para lo cual se eligen criterios evaluables o medibles que conduzcan a identificar, ya sea cualitativa o cuantitativamente, en qué medida cada alternativa alcanza los objetivos de la intervención.

6.2 Justificación de la metodología utilizada

Si bien en un escenario de disponibilidad de información, la implementación de un Análisis Beneficio Costo sería ideal para fundamentar la selección de la alternativa más eficiente desde el punto de vista económico, la complejidad asociada a la estimación tanto de los beneficios como de los costos de las alternativas y del mismo statu quo orientan a la **SIC** a la elección del **AMC**. Esta metodología permite adelantar evaluaciones cuando la cuantificación y monetización de los impactos se complican por falta de información o experiencia técnica para hacerlo (DNP, 2021).

6.2.1 Dificultades para la monetización de costos y beneficios

En las tablas anteriores se identificaron los diferenciales de costos y beneficios, directos e indirectos, que podrían producirse tras la adopción de las alternativas 1 y 2, respectivamente, frente al *statu quo*.

Por el lado de los costos, una monetización de costos directos de fabricantes e importadores implica estimar el costo económico en que incurrirían estos agentes por cuenta de demostrar la conformidad de sus medidores con el RTM, es decir el costo de la obtención de una certificación de tipo o aprobación de modelo, y una declaración de conformidad del productor o importador del medidor de energía eléctrica.

Estos costos varían dependiendo de la estrategia que seleccione el importador o el fabricante para obtenerlas. Por ejemplo, un importador puede incurrir en el costo de efectuar las pruebas y ensayos en laboratorios ubicados fuera del país para demostrar la conformidad del medidor con las exigencias metrológicas de Colombia. También puede concentrarse en importar únicamente medidores que ya cuentan con la certificación de haber aprobado estas pruebas y ensayos, y presentarlos ante la **VUCE** como soporte de su certificado de conformidad. Una tercera opción sería importar medidores que ya cuentan con certificado de conformidad, ya sea con la Recomendación OIML R46 o con cualquiera de las normas equivalentes.

Como se observa, la variedad de estrategias a disposición de los fabricantes e importadores es amplia, y dependerá de los costos a los que se enfrenten en el mercado internacional por la obtención de estas certificaciones, ya sea como una actividad que emprenda el importador de manera independiente, o que sea incluida como parte del costo de adquisición de un medidor que ya cumple con normatividad metrológica internacional homologable con el **RTM**. Ahora bien, en este costo se incurre por una única vez siempre y cuando se importen medidores del mismo modelo que ya cuenta con la demostración de la conformidad, de tal suerte que, aunque no se cuente con cifras del costo económico de dar cumplimiento a estas exigencias, se prevé que no sea un costo muy elevado teniendo en cuenta el volumen de medidores sobre el que sería variabilizado este valor.

El costo indirecto de no poder comercializar medidores ya adquiridos que no cumplan con el **RTM** si van a ser instalados para el uso de clientes residenciales, si bien existe, se considera muy bajo. Por un lado, las disposiciones legales ya exigen la instalación de medidores inteligentes, con lo cual todos los medidores electromecánicos que se encuentren actualmente

en el mercado pierden valor comercial y no por cuenta de la expedición de un **RTM** sino por la normatividad legal y regulatoria que sostiene la implementación de la política de medición inteligente en el país.

En cuanto a los costos de vigilancia y control en cabeza de la **SIC** y la **DIAN** puede decirse que son bajos, toda vez que se restringen a la extensión de la actividad de control en la **VUCE**, que ya se aplica a muchos otros productos con **RTM** vigentes.

Por su parte, los beneficios directos corresponden a los derivados de contar con mediciones precisas de las energías activa y reactiva, tanto para las transacciones de energía entre consumidores residenciales y agentes del mercado eléctrico, como para la operación y mantenimiento de la red de distribución en un entorno de redes inteligentes. La cuantificación de estos beneficios frente al *statu quo* en donde la norma NTC 6079 sería el único requerimiento técnico exigible a los medidores, es compleja de efectuar pues no se cuenta con información sobre la precisión de los medidores en este escenario base.

La experiencia internacional en la evaluación de los impactos de la introducción de reglamentación técnica de medidores de energía eléctrica activa y reactiva es escasa. La SIC identificó una evaluación de impacto similar en Europa, donde el Departamento de Estrategia Empresarial, Energética e Industrial (*Department for Business, Energy and Industrial Strategy, BEIS*) del Reino Unido evaluó los costos y los beneficios de adoptar en el ordenamiento legal del país las nuevas directivas europea en metrología legal para un conjunto de instrumentos, entre ellos los medidores de energía eléctrica (BEIS, 2016). Este ejercicio condujo a estimaciones monetarias de beneficios y costos directos, y a la descripción de los beneficios y costos indirectos. La evaluación encontró beneficios mayores a los costos de adoptar las directivas, sin presentar información desagregada por tipo de instrumento.

Por todo lo anterior, la Delegatura encuentra en el **AMC** una metodología adecuada para evaluar el desempeño de las alternativas planteadas. La escasa experiencia internacional identificada

La medición inteligente para el servicio de energía eléctrica está siendo implementada alrededor del mundo, siendo Chile el referente regional más cercano. Los beneficios de la implementación de la medición inteligente son también materia de análisis, al punto que en Colombia los distribuidores de energía deben presentar ante el Regulador un análisis beneficio costo que respalde el plan de despliegue de **AMI** para que sea aprobado. No obstante, no se conocen análisis similares referentes a los costos de la adopción de un reglamento técnico metrológico aplicable a estos medidores.

6.3 Fuentes de información

Para adelantar la evaluación de **AMC** se acudió a expertos en asuntos de metrología que representen a los principales grupos de interés afectados por esta intervención regulatoria:

- Un representante de la **CREG**
- Un representante del Ministerio de Minas y Energía
- Un representante de los distribuidores de energía eléctrica
- Tres representantes de empresas fabricantes e importadoras de medidores de electricidad

La opinión de estos expertos fue solicitada en dos etapas, la primera con el objeto de conocer su posición sobre los criterios que se utilizarían para evaluar las alternativas de intervención, y la segunda para definir las ponderaciones de estos criterios y evaluar el desempeño de las alternativas frente cada criterio.

La retroalimentación sobre los criterios se recibió a través de correo electrónico. Para el ejercicio de definición de ponderaciones y evaluación de alternativas se adelantaron sesiones virtuales a través de la plataforma MTeams en las que se explicó a los representantes la metodología de evaluación y los resultados esperados del ejercicio. En algunos casos las respuestas de estos expertos fueron remitidas unos días después, a través de correo electrónico.

A continuación se presentan los resultados obtenidos del procedimiento de evaluación.

6.4 Criterios de evaluación a tener en cuenta para comparar las alternativas propuestas

Teniendo en cuenta el objetivo de la intervención regulatoria, en conjunto con los expertos consultados se definieron los siguientes criterios de evaluación:

Criterio 1: Asegurar la **coherencia** de los medidores que se comercialicen en el país con las características de medición avanzada exigida en la política pública de implementación de AMI.

Este criterio pretende asegurar que la alternativa seleccionada garantice que el medidor de energía sea compatible con las funcionalidades básicas que el Ministerio ha establecido para la medición avanzada, y que están contenidas en la Resolución 40072 de 2018:

- Almacenamiento: Permitir el almacenamiento de datos en el medidor avanzado.
- Comunicación bidireccional: Permitir la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la **AMI**.
- Ciberseguridad: Brindar soporte de comunicaciones de datos seguras.
- Sincronización: Permitir la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la **AMI**.
- Actualización y configuración: Posibilitar la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
- Acceso al usuario: Proporcionar información al usuario a través de un medio de visualización normalizado que puede ser, entre otros, plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.
- Lectura: Permitir la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.
- Medición horaria: Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.
- Conexión, desconexión y limitación: Permitir de forma remota y local la conexión, desconexión y la limitación del suministro de energía.
- Antifraudes: Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
- Registro de medición bidireccional: Permitir la medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.
- Calidad del servicio: Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica.
- Prepago: Soportar la implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.

Criterio 2: Asegurar la **calidad** metrológica de los medidores que se comercialicen en el mercado nacional

Este criterio busca que la intervención regulatoria de la SIC asegure la calidad metrológica de los medidores que se comercializan en el país con destino a los usuarios residenciales, ya sea que los medidores sean adquiridos por el usuario o por el distribuidor de electricidad.

Criterio 3: Facilitar la **oferta** de medidores aptos para ser comercializados en el mercado nacional

Este criterio busca que la intervención regulatoria de la SIC asegure que hay una oferta amplia de medidores, nacionales o importados, que cumplen con las exigencias metrológicas del **RTM**, de tal forma que quienes los adquieran se favorezcan de contar con un número plural de oferentes de estos equipos.

Criterio 4: Costos de cumplimiento

Este criterio busca que los fabricantes o importadores de medidores de electricidad tengan que incurrir en los mínimos costos necesarios para dar cumplimiento a las metrológicas de los medidores inteligentes de energía eléctrica.

6.5 Aplicación de la metodología

6.5.1 Ponderación de los criterios de evaluación

En la segunda etapa de interacción con los expertos, se jerarquizaron los criterios de evaluación siguiendo la metodología “Analytic Hierarchy Process” desarrollada por Saaty (2008). Esta metodología emplea matrices de importancia relativa como método de construcción de ponderadores, como se esquematiza en la Tabla 3. Aquí al comparar el criterio A contra el B, el evaluador le otorgó un valor “x”, y al comparar A con C otorgó un valor “y”.

Tabla 3 Matriz de comparación de criterios

		Criterio Y			
Criterio X	A	1	x	y	
	B	1/x	1		
	C	1/y		1	
	D				1

En esta evaluación se demarcaron los criterios así:

- A. Coherencia
- B. Calidad
- C. Oferta
- D. Costos

Inicialmente cada uno de los 6 expertos consultados diligenció de manera individual una matriz simétrica inversa, consignando en cada celda su valoración de la importancia relativa de parejas los 4 criterios ya definidos (por ejemplo, A vs B, A vs C). La diagonal tiene un valor de 1, pues compara un criterio contra sí mismo (por ejemplo, A vs A). La parte inferior de la diagonal contiene el valor inverso de la misma comparación superior, de tal forma que se mantenga la coherencia de la valoración para cada pareja de criterios (Tabla 3).

La votación de la importancia relativa entre parejas de criterios se realizó usando la siguiente escala (Tabla 4)

Tabla 4 Escala de evaluación para asignar la importancia relativa entre parejas de criterios

Considera que el criterio X frente al criterio Y es:	
9	Es extremadamente más importante
7	Es mucho más importante
5	Es más importante
3	Es ligeramente más importante
1	Son igual de importantes
1/3	Es ligeramente menos importante
1/5	Es menos importante
1/7	Es mucho menos importante
1/9	Es extremadamente menos importante
Nota: también se pueden utilizar los valores intermedios: 8, 6, 4, 2, 1/2, 1/4, 1/6, 1/8	

Con base en las calificaciones individuales, se procedió a calcular la media geométrica para obtener una calificación consolidada de los seis expertos (Tabla 5):

Tabla 5 Matriz Simétrica Inversa Consolidada

		Criterio Y			
		A	B	C	D
Criterio X	A	1,0	0,8	4,1	3,4
	B	1,2	1,0	5,6	4,8
	C	0,2	0,2	1,0	1,5
	D	0,3	0,2	0,2	1,0
	Total columna	2,74	2,22	10,89	10,64

Partiendo de esta matriz, se realizó el proceso de normalización con el fin de encontrar las ponderaciones relativas para cada uno de los criterios, mediante la división de cada celda sobre el total de la suma de su respectiva columna (Tabla 6):

Tabla 6 Matriz normalizada

		Criterio Y			
		A	B	C	D
Criterio X	A	0,36	0,37	0,38	0,32
	B	0,44	0,45	0,51	0,45
	C	0,09	0,08	0,09	0,14
	D	0,11	0,09	0,02	0,09
	Total columna	1,00	1,00	1,00	1,00

Finalmente, para calcular la importancia relativa de cada uno de los criterios, se calculó el promedio por fila obteniendo los siguientes resultados (Tabla 7):

Tabla 7 Ponderaciones resultantes

Ranking y ponderacion final		
1	46,2%	B: Calidad
2	35,9%	A: Coherencia
3	10,0%	D: Costos
4	7,9%	C: Oferta
	100,0%	

6.5.2 Evaluación del desempeño de las alternativas frente a los criterios seleccionados

De manera individual los expertos también evaluaron el desempeño de las alternativas frente a cada uno de los criterios.

Para esta evaluación se tuvo en cuenta la siguiente escala (Tabla 8):

Tabla 8 Escala de calificación del desempeño de las alternativas frente a cada criterio

+10	+8	+...	+1	0	-1	...	-8	-10
Alto beneficio relativo a escenario base	Moderado beneficio relativo a escenario base	Bajo beneficio relativo a escenario base		No presenta un cambio con respecto a escenario base	Bajo costo relativo a escenario base		Moderado costo relativo a escenario base	Alto costo relativo a escenario base

Esta escala refleja el desempeño de cada una de las alternativas si se le compara con el *statu quo*, o escenario base. Así, si en un criterio la alternativa reporta altos beneficios comparada con el escenario base, se adjudica una calificación de +10. Si no presenta beneficios ni costos frente al escenario base, su calificación es 0. Si por el contrario la alternativa representa altos costos comparada con el escenario base su calificación es -10. Valores intermedios en

beneficios y costos pueden ser utilizados, para graduar el valor incremental de las alternativas ante el statu quo.

Cada experto calificó el desempeño de las alternativas utilizando esta escala y luego estas calificaciones individuales fueron promediadas para llegar a una evaluación consolidada del grupo de expertos. La evaluación del criterio de costos fue adelantada por la SIC con base en información obtenida de entrevistas con expertos. La Tabla 9 muestra el resultado de la consolidación.

Tabla 9 Evaluación de las alternativas frente a cada criterio

Alt 2 - RTM de energía activa				
Criterios -->	Coherencia	Calidad Met.	Oferta	Costos
	30,00	13,00	18,00	- 18,00

Alt 3 - RTM de energía activa y reactiva				
Criterios -->	Coherencia	Calidad Met.	Oferta	Costos
	50,00	37,00	41,00	- 18,00

En el caso del criterio de costos, tanto la alternativa 2 como la 3 comparadas con el *statu quo* representan un bajo incremento en los costos de cumplimiento para los agentes fabricantes e importadores de medidores de energía, por las siguientes razones:

- Hoy el Código de Medida exige que los medidores que se instalen cuenten con Certificación de Producto y esta exigencia es trasladada por los distribuidores a los fabricantes e importadores en los procesos de compra de medidores.
- La certificación de producto actual implica la ejecución de ensayos en laboratorios acreditados por el **ONAC** con las normas **IEC**.
- En tanto las alternativas regulatorias planteadas aquí contemplan que las normas **IEC** sean consideradas normas equivalentes para propósitos metrológicos en Colombia, tanto para energía activa como reactiva, no se esperarían grandes modificaciones en los procedimientos de certificación de producto y demostración de la conformidad.
- Teniendo en cuenta que los medidores inteligentes serán principalmente importados, la incorporación de normas equivalentes aplicables en mercados como el estadounidense y el europeo, permiten que se demuestre conformidad acudiendo a estas equivalencias del **RTM** con otros referentes metrológicos. De esta forma el importador no deberá ejecutar ensayos o pruebas adicionales, sino reportar la documentación que prueba que sus equipos ya cumplen con referentes metrológicos aceptados en el **RTM** colombiano.
- Los fabricantes e importadores deberán incluir en sus actividades el registro del certificado de conformidad ante la **VUCE** y ante el sistema de información que establezca la **SIC** para la vigilancia de este **RTM**.

7 Elección de la mejor alternativa

Aplicando los resultados de evaluación de desempeño a la ponderación de criterios obtenida en la etapa anterior, se tiene que la alternativa regulatoria que mejor responde al objetivo de la intervención de la SIC es la que propone **expedir un RTM que contenga los parámetros metrológicos aplicables a la energía activa y a la energía reactiva**, ésta última cuando el medidor cuente con la capacidad de cuantificarla, lo que no sucede en todos los instrumentos. (Tabla 10)

Tabla 10 Evaluación final del desempeño de cada alternativa

Alt 2 - RTM de energía activa				
Criterios -->	Coherencia	Calidad Met.	Oferta	Costos
% Saaty >>	35,9%	46,2%	7,9%	10,0%
	30,00	13,00	18,00	- 18,00

Alt 3 - RTM de energía activa y reactiva				
Criterios -->	Coherencia	Calidad Met.	Oferta	Costos
% Saaty >>	35,9%	46,2%	7,9%	10,0%
	50,00	37,00	41,00	- 18,00

Esta alternativa regulatoria obtuvo una calificación muy superior frente a la alternativa 2 que se refiere a un **RTM** que únicamente establece requerimientos metrológicos para la energía activa.

Si bien en las dos alternativas de reglamentos técnicos se contemplan disposiciones que establecen errores máximos permitidos para las mediciones aportadas, ya sea de energía activa como de energías activa y reactiva, y de esquemas de precintos físicos y electrónicos que obstaculicen la manipulación del instrumento de medición, la segunda alternativa reporta mayores beneficios por las siguientes razones:

- En el contexto de la medición inteligente es posible que los usuarios residenciales se conviertan en autogeneradores y que consuman energía reactiva (como ya está ocurriendo según información recibida por la **SIC**). En este contexto, un reglamento que contempla esta energía resulta más alineado con la política pública de medición inteligente que un **RTM** que se refiera únicamente a la energía activa. Esta preferencia de los expertos por el segundo tipo de **RTM**, también se refleja en la valoración hecha a la calidad metrológica, donde la definición de requisitos mínimos para la medición de la energía reactiva se asocia con una mejor calidad metrológica que la que contiene la normatividad vigente y con la que aportaría un **RTM** concentrado en energía activa.
- Frente al objetivo de facilitar la oferta de medidores aptos para ser comercializados en el mercado nacional, si bien en las dos alternativas se incorporarían normas equivalentes que amplíen el espectro de oferentes potenciales, la calificación más alta de la alternativa 2 proviene de inclusión de las normas **IEC** como normas equivalentes, lo que permite demostrar la conformidad para la medición de la energía reactiva, pues este parámetro no tiene referente en la recomendación R-46 de la OIML. Esta posibilidad también tiene efectos sobre los costos de cumplimiento de la demostración de la conformidad, y por esta razón se concluye que la segunda alternativa, reportando mayores beneficios por el desempeño frente a los tres criterios de evaluación, no implica costos adicionales sustanciales, conduciendo entonces a una relación beneficio-costos superior a la que ofrece la alternativa 2.

Por último, resaltar que contar con este **RTM**, permite, esencialmente, blindar al mercado nacional frente a la venta de medidores de energía eléctrica que no respondan a mínimos estándares metrológicos que resulten en medidas confiables del flujo de energía. La regulación sectorial viene exigiendo el cumplimiento de normas técnicas en los medidores que se instalan, pero no cuenta con el alcance suficiente para referirse a las características metrológicas de los medidores que se comercialicen en el país, con lo cual se deja una puerta abierta a la venta y posterior uso de medidores que no aportan confiabilidad en su lectura.

8 Implementación y monitoreo

8.1 Se define la estrategia, los recursos y el apoyo de otras entidades y las estrategias necesarias para hacer efectiva la implementación de la alternativa

Para la implementación de la alternativa de expedir un **RTM** que contemple los requisitos metrológicos para medidores de energía activa y reactiva, y para quienes los suministren en el mercado nacional, se requiere fundamentalmente del concurso de la **SIC** y de la **DIAN**.

La **SIC** desarrollará el módulo de **SIMEL** para que importadores y fabricantes registren en el Sistema la información de cada modelo que demuestra la conformidad y que pretende ser comercializado a nivel nacional. La información solicitada comprende, por ejemplo, las características metrológicas del instrumento, el certificado de conformidad o aprobación de modelo, el esquema de precintos, el manual de uso e instalación del modelo. Esta herramienta permite hacer más efectiva la vigilancia que pueda adelantar la **SIC** a los medidores de energía que se comercialicen en el país.

Adicionalmente la **SIC** adelantará campañas de divulgación de este nuevo Reglamento entre gremios de prestadores de servicios públicos domiciliarios, **ICONTEC** y entidades públicas como la **DIAN** y la **SSPD** que permitan explicar su contenido, las características metrológicas que deben cumplir instrumentos de medida, las obligaciones de fabricantes e importadores y los requisitos documentales y administrativos para demostrar la

conformidad. Lo anterior se llevará a cabo de manera intensiva durante los doce meses siguientes a la publicación del reglamento técnico metrológico en Diario Oficial, de tal forma que cuando entre en vigencia haya claridad sobre las nuevas condiciones, procedimientos y requisitos, tanto para los obligados como para los implementadores.

8.2 Medidas de mitigación o transitoriedades, y se describen con claridad dichas medidas y sus razones.

La normatividad técnica colombiana en materia de medidores de electricidad se basa en los estándares internacionales **IEC**, y éstos están contemplados como normas equivalentes en el **RTM**, por esta razón no se prevén cambios drásticos frente a los requisitos técnicos que cumplen los medidores que se instalan en el país. No obstante, sí implica hacer modificaciones a los procedimientos que deberán cumplir los importadores y fabricantes de estos instrumentos de medición para demostrar la conformidad.

Lo anterior sumado a la eventual circulación de medidores en el mercado nacional que no acogen los requisitos metrológicos del **RTM** y que no podrían demostrar la conformidad del instrumento, se propone que la entrada en vigencia de este Reglamento se produzca doce meses después de haber sido publicada en el Diario Oficial. A partir de esa fecha ningún productor, sea fabricante o importador, podrá introducir estos instrumentos de medida al mercado.

Este plazo de doce meses se considera ajustado a dos propósitos, de cierta forma contrapuestos:

- Reconocer que las empresas comercializadoras de medidores, comercializadoras y distribuidoras de energía eléctrica que atienden usuarios residenciales han suscrito contratos con períodos de vigencia superior a un año para la adquisición de medidores y que estos medidores no necesariamente cumplen con todas las características exigidas en el **RTM** y por tanto podrían no demostrar la conformidad con él.
- Garantizar que la instalación masiva de medición inteligente, una vez estos planes se pongan en marcha, se efectúa utilizando medidores que cumplen con los requisitos metrológicos definidos en el Reglamento y que en esa medida reúnen características que aseguran la confiabilidad de las mediciones del flujo de energía.

Adicionalmente, se incorporará una segunda medida transitoria que permita poner en marcha el reglamento aun cuando no exista un organismo de certificación de la conformidad acreditado ante el **ONAC** con alcance a este **RTM**. En este caso se aceptará como medio para demostrar la conformidad de los medidores la Declaración de Primera Parte del productor y/o importador con las pruebas y ensayos contenidos en la Recomendación **OIML** R46 o en las normas **IEC** ya mencionadas en este documento.

Mientras no existan en Colombia laboratorios de ensayo acreditados para adelantar los ensayos contemplados en la recomendación **OIML** R46 para la verificación inicial, se permitirá que la declaración de conformidad se soporte en los ensayos contenidos en la NTC 4856 efectuados sobre una muestra de medidores que pretendan comercializarse en el país.

8.3 Análisis exhaustivo sobre la tasa de cumplimiento esperada, así como los objetivos de cumplimiento en el corto y mediano plazo, y cómo estos pueden afectar o beneficiar los objetivos y metas propuestos para la solución del problema identificado.

Teniendo en cuenta que se optó por una alternativa regulatoria de comando y control, para incentivar su cumplimiento la **SIC** cuenta con una facultad sancionatoria. De conformidad con lo previsto en la Ley 1480 de 2011 –Estatuto del Consumidor- y el Decreto 4886 de 2011, la Superintendencia en su rol de control y vigilancia podrá impartir medidas cautelares ordenando la suspensión de la comercialización de los medidores de energía cuando estos no hubieren superado el proceso de evaluación de la conformidad, o se tenga indicios graves de que se ha puesto en riesgo el objetivo legítimo que se pretende proteger con el reglamento técnico. En simultánea, ante el eventual incumplimiento por parte de productores de medidores de electricidad la **SIC** podrá imponer, previa investigación administrativa, las sanciones previstas

en el artículo 61 del referido Estatuto del Consumidor. El seguimiento a esta labor de vigilancia y control se podrá efectuar a través del registro de licencias de producto tramitadas por año en la Ventanilla Única de Comercio Exterior - **VUCE**, y del registro de investigaciones administrativas frente a la demostración de conformidad.

La **SIC** espera una elevada tasa de cumplimiento en tanto los distribuidores, como primeros interesados en que los instrumentos de medida ofrezcan lecturas confiables, no tienen incentivos a permitir que se instalen medidores que no cumplan con mínimos estándares metrológicos, y por esta vía los productores verán reducido el mercado dispuesto a comprar instrumentos que no estén alineados con el **RTM**.

8.4 Estrategias e instrumentos a emplear, para monitorear el nivel de implementación, de cumplimiento, de resultados y de impacto de la alternativa elegida.

Para monitorear el nivel de implementación del **RTM** se utilizará un conjunto de indicadores que se alimentan de la información de la **VUCE** y en **SIMEL** que están contenidos en la Tabla 11.

Estos indicadores de periodicidad anual de cálculo pueden ser calculados por la **SIC** de manera autónoma, con información de estos sistemas y de los registros internos de sus campañas de vigilancia y control y de los procesos administrativos por posibles incumplimientos. En tal sentido, la Delegatura deberá adelantar al menos una campaña anual para el control dirigida a fabricantes e importadores de medidores de energía.

INDICADORES DE PROCESO:

Estos indicadores buscan hacer seguimiento al desempeño del proceso de demostración de la conformidad como elemento central de la Fase 1 de control metrológico.

El primer indicador hará seguimiento al número de modelos de medidores de electricidad registrados en **SIMEL**. Permite monitorear el cumplimiento y avance del proceso de demostración de la conformidad del instrumento con el **RTM**.

El segundo contabilizará el nivel de licencias o registros de importación tramitados a través de la **VUCE**, como indicador del nivel de implementación de este procedimiento, que también evidencia la entrada efectiva de instrumentos de medición al mercado nacional, y por ende la amplitud y la diversidad de la oferta de medidores en el mercado.

Tabla 11 Indicadores de seguimiento

Indicador	Fórmula	Unidad	Periodicidad	Fuente	Entidad responsable
Modelos de medidores de energía registrados	Número de modelos de medidores de electricidad registrados en SIMEL	#	Anual	SIMEL	SIC
Licencias y/o registros de importación tramitados a través de la VUCE	Número de licencias y/o registros de importación de medidores de energía eléctrica que fueron tramitados a través de la VUCE.	#	Anual	Soporte VUCE	SIC

INDICADORES DE RESULTADOS

Lo que busca el **RTM** a través de las disposiciones allí contenidas es que usuarios residenciales y agentes del servicio público de energía eléctrica puedan tener mediciones confiables del flujo de energía activa y reactiva de estos suscriptores del servicio. Este objetivo se logra en la medida en que estos suscriptores utilicen medidores fabricados para ofrecer medidas confiables. Con este indicador de resultados se busca monitorear el comportamiento de la cantidad de medidores que demuestran la conformidad con el **RTM**, en la medida en que a mayor cantidad de medidores conformes con el Reglamento se entiende que existe una oferta

más amplia y mayores posibilidades de que usuarios, comercializadores y distribuidores de energía puedan adquirirlos para su posterior instalación.

Tabla 12. Indicadores de resultados

Indicador	Fórmula	Unidad	Periodicidad	Fuente	Entidad responsable
Incremento del número de licencias de importación de medidores de energía eléctrica que demuestran su conformidad con el RTM	$\left[\frac{(\# \text{ de licencias de medidores de energía que demuestran conformidad en el periodo actual} - \# \text{ de licencias de importación de medidores de energía que demuestran conformidad en el periodo anterior})}{\# \text{ licencias de importación de medidores de energía que demuestran conformidad en el periodo anterior}} \right] \times 100$	%	Anual	VUCE	SIC

INDICADORES DE CUMPLIMIENTO

Estos indicadores pretenden cuantificar el nivel de cumplimiento de las obligaciones contenidas en el RTM, a través de indicadores que señalan, o bien la tasa de cumplimiento frente al total de trámites o indicadores de aperturas de investigación y sanciones impuestas.

Tabla 13. Indicadores de cumplimiento

Indicador	Fórmula	Unidad	Periodi- cidad	Fuente	Entidad responsable
Registros de importación aprobados	$\left[\frac{\# \text{ de registros de importación de medidores de energía aprobados por la VUCE}}{\# \text{ de registros de importación de medidores de energía}} \right] \times 100$	%	Anual	Soporte VUCE	SIC
Medidores de energía con declaración de conformidad	$\left[\frac{\# \text{ de lotes de medidores importados que cumplieron con la Demostración de la conformidad a través de ensayos a la muestra de instrumentos}}{\# \text{ de lotes de medidores importados}} \right] \times 100$	%	Anual	Registros de visitas a importadores de medidores	SIC
Aperturas de investigación	Total, de aperturas de investigación por incumplimiento al RTM de medidores de energía producto de requerimientos a importadores o productores.	#	Anual	Base de datos del grupo de apoyo jurídico de la Dirección de RT y ML	SIC
Sanciones por incumplimiento al RTM	$\left[\frac{\text{Total de sanciones por incumplimiento al RTM DE medidores de energía}}{\text{Total de aperturas de investigación por incumplimiento al RTM de medidores de energía}} \right] \times 100$	%	Anual	Base de datos del grupo de apoyo jurídico de la Dirección de RT y ML	SIC

9 Consulta pública

La primera versión de este AIN fue adelantada en el año 2017, en un contexto en el que la medición avanzada empezaba a ser objeto de discusión regulatoria. Esta primera versión del Análisis incorporó los resultados de procesos de participación que convocaron a expertos sectoriales, el ONAC, un laboratorio de calibración, la CREG, la SSPD y Andesco.

Una vez reformulado el AIN con base en las recomendaciones del DNP y con el objeto de incorporar el nuevo contexto de política pública en materia de medición inteligente, una nueva versión de la definición de problema fue publicada entre el 1 de junio de 2022 en la página de la SIC, de conformidad con el procedimiento establecido en el Decreto 1468 de 2020 para la elaboración de AIN completo. Sólo un agente remitió comentarios a esta definición y su comentario fue tenido en cuenta en la elaboración de este documento para dar claridad sobre la necesaria articulación interinstitucional a la que hizo referencia en su intervención.

Posteriormente, se evaluaron las alternativas con la participación de representantes de diferentes grupos de interés, expertos en asuntos metrológicos. Esta evaluación se efectuó entre el 22 de julio y el 19 de agosto por medios electrónicos, intercambiando información a través de correo electrónico y sosteniendo reuniones de discusión y explicación de la metodología de evaluación utilizando la plataforma MSTeams.

Este documento AIN contiene los resultados finales del análisis y será sometido a consulta de todos los grupos de interés a través de la página de internet por un período de quince días, al cabo de los cuales la SIC procederá a analizar los comentarios recibidos para evaluar la necesidad de hacer ajustes y modificaciones tanto al AIN como al proyecto de RTM.

10 Bibliografía

DNP (2021) *Guía Metodológica para la Elaboración de Análisis de Impacto Normativo (AIN) Versión 2.0*. Departamento Nacional de Planeación. Marzo de 2021. Disponible en:

https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/ModernizacionEstado/ERel/Guia_Metodologica_AIN.pdf

Department for Business, Energy and Industrial Strategy. (2016) Impact Assessment IA IA No: BEIS030(F)-16-RD. Simple Pressure Vehicles (2014/29 EU); Electromagnetic Compatibility (2014/30 EU); Non-Automatic Weighing Instruments (2014/31 EU); Measuring Instruments (2014/32 EU); Lifts and their safety components (2014/33 EU); ATEX (2014/34 EC); Low Voltage (2014/35 EU); Pressure Equipment Directive (2014/EU). Disponible en:

https://www.legislation.gov.uk/ukia/2016/240/pdfs/ukia_20160240_en.pdf

Saaty, T.L. (2008). Relative measurement and its generalization in decision making why pairwise comparisons are central in mathematics for the measurement of intangible factors

the analytic hierarchy/network process. Rev. R. Acad. Cien. Serie A. Mat. 102, 251–318 (2008). [Consultado el 17 de marzo de 2021].

<https://rac.es/ficheros/doc/00576.PDF>

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2020) Diagnóstico sobre el estado de la medición individual en el Sistema Interconectado Nacional –SIN. Diciembre de 2020. https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/diagnostico_de_medicion_2019-2020%281%29.pdf

Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (2021) Diagnóstico sobre el estado de la medición de energía eléctrica en el SIN. Enero a diciembre de 2021. Dirección Técnica de Gestión de Energía. Bogotá. Junio de 2022.

<https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Diagn%C3%B3stico%20de%20Medici%C3%B3n%20Energ%C3%ADa%20en%20el%20SIN%20-%202021.pdf>

UIT (2014). Using Regulatory Impact Analysis to improve decision making in the ICT sector. 2014.