



**DIAGNÓSTICO Y PROPUESTAS: DESAFÍOS EN LA IMPLEMENTACIÓN DE
INFRAESTRUCTURA AVANZADA DE MEDICIÓN «AMI» EN COLOMBIA**

Presentado para obtener el título de

MAGÍSTER EN ENERGÍAS RENOVABLES

Carlos Enrique Daza Dávalos.

Dirección:

Julián Antonio Rojas Rojas, M.sc.

Universidad del Rosario
Escuela de Ingeniería, Ciencia y Tecnología
Maestría en Energías Renovables

2024

DEDICATORIA

A mi esposa,
su presencia en mi vida es el recordatorio constante
de que el verdadero valor requiere constancia,
su amor y sinceridad han sido viento que impulsa las velas,
el apoyo y reconocimiento un ancla que sostiene.

A mis padres,
quienes, con su ejemplo de honestidad y sacrificio,
me enseñaron que la única riqueza perdurable
es la de un espíritu capaz en la ilusión,
mis alegrías son tuyas, muy tuyas.

A mis hermanos,
aliados de comprensión en la existencia,
con ellos he aprendido que la resiliencia
y la fraternidad son las virtudes para no temer levantarse,
las veces que sea necesario.

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad del Rosario,
mi profundo reconocimiento por ser el espacio
donde muchas ideas se forjan y las mentes se fortalecen,
gracias por inculcar en lo aprendido la curiosidad por lo cierto.

Al profesor Julián Rojas,
quien, con su guía firme y su enfoque en lo esencial,
me ha recordado que el camino hacia lo pragmático
no es fácil, pero es necesario.

RESUMEN

Este diagnóstico tiene como objetivo analizar la implementación de Infraestructura de Medición Avanzada «AMI», y su despliegue apalancado en tarifas dinámicas para el sistema eléctrico colombiano, esto desde las perspectivas regulatorias, del usuario y del Operador de Red «OR». Actualmente, el despliegue real de «AMI» es del 1% lo que representa unos 200000 medidores inteligentes de cara al 75% proyectado para 2030 de acuerdo con ASOCODIS¹ [1]. Esto en Colombia es una limitación en la capacidad del país para optimizar el uso de los recursos eléctricos y avanzar hacia una red eficiente, sostenible y equitativa.

Para abordar este problema, se han planteado objetivos específicos que abarcan las tres dimensiones mencionadas anteriormente. Desde la dimensión regulatoria, se busca analizar el marco regulatorio actual y proponer estrategias que permitan la implementación exitosa de «AMI», y tarifas dinámicas en Colombia. Desde la dimensión del usuario, se busca identificar las expectativas y necesidades de los usuarios, analizar los beneficios y desventajas de los «AMI», y tarifas dinámicas, proponiendo estrategias para promover su adopción. Por último, las propuestas resultantes buscan ser facilitadoras del despliegue de «AMI», con la intención de cuidar la economía de todos los actores del sistema, en especial de los usuarios residenciales que se muestran renuentes a invertir en un activo que consideran de mayor utilidad para quienes operan y venden la energía que para ellos.

¹ ASOCODIS: Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica

ABSTRACT

This diagnosis aims to analyze the implementation of Advanced Metering Infrastructure «AMI» and its deployment supported by dynamic rates for the Colombian electricity system, from the perspectives of regulations, user, and Distribution System Operators «DSO». Currently, the actual deployment of AMI stands at 1%, representing approximately 200,000 smart meters, compared to the projected 75% target by 2030 according to ASOCODIS. This is a limitation for the country in optimizing the use of electrical resources and advancing towards an efficient, sustainable, and equitable grid.

To address this issue, the author has proposed specific objectives that encompass the three previously mentioned dimensions. From a regulatory perspective, the goal is to analyze the current framework and propose strategies to support the successful implementation of «AMI» and dynamic rates in Colombia. From the user perspective, the aim is to identify users' expectations and needs, assess the benefits and drawbacks of «AMI» and dynamic rates, and propose strategies to encourage their adoption. Finally, the proposals seek to facilitate «AMI» deployment while safeguarding the interests of all system stakeholders, especially residential users, who may be hesitant to invest in a technology they perceive as more beneficial to energy operators and sellers than to themselves.

TABLA DE CONTENIDO

| | | |
|------------|---|----|
| Capítulo 1 | INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO | 1 |
| Capítulo 2 | OBJETIVOS | 3 |
| 2.1 | Objetivo general | 3 |
| 2.2 | Objetivos específicos..... | 3 |
| Capítulo 3 | PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN..... | 4 |
| Capítulo 4 | MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE..... | 7 |
| 4.1 | Contexto Normativo..... | 8 |
| 4.2 | Experiencias Internacionales con la Implementación de «AMI»..... | 15 |
| 4.2.1 | Europa | 16 |
| 4.3 | Caso Alemania | 17 |
| 4.4 | América Latina..... | 19 |
| 4.4.1 | Caso Chile | 19 |
| 4.5 | Usuarios con medición inteligente según datos oficiales..... | 19 |
| 4.5.1 | Data: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios «SSPD» | 19 |
| 4.6 | Subsidios asignados por departamento | 23 |
| Capítulo 5 | METODOLOGÍA | 26 |
| Capítulo 6 | RESULTADOS Y DISCUSIÓN..... | 27 |
| 6.1 | Registros mediáticos | 27 |
| 6.2 | Propuestas de financiación para la instalación del medidor inteligente..... | 30 |
| 6.2.1 | Líneas de financiación para medidores inteligentes y variables: | 31 |
| 6.2.2 | Variables comunes y referencias para cálculos de opciones..... | 32 |
| 6.2.3 | Cálculo del ahorro por consumo eléctrico en horas valle | 35 |
| 6.2.4 | Opción 1: Subsidio parcial por el Gobierno y el operador de red..... | 37 |
| 6.2.5 | Opción 2: Compra directa por el usuario | 38 |
| 6.2.6 | Opción 3: Financiación parcial por el operador de red | 38 |
| 6.2.7 | Consideraciones | 39 |
| 6.2.8 | Ejemplo de aplicación e impacto | 39 |
| 6.2.9 | Repercusiones de la elasticidad en la demanda..... | 43 |
| 6.3 | Iniciativas piloto de medición inteligente en Colombia..... | 44 |
| 6.4 | Estrategias de divulgación y posicionamiento de «AMI»..... | 46 |
| 6.5 | Seguridad y privacidad de la información «AMI»..... | 48 |
| Capítulo 7 | CONCLUSIONES | 50 |
| Capítulo 8 | REFERENCIAS | 53 |

LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| <i>Tabla 1. Identificación de costos, beneficios y supuestos según Resolución CREG 101 001 de 2022.</i> | 12 |
| <i>Tabla 2. Características de implementación «AMI» en Europa.....</i> | 16 |
| <i>Tabla 3. Supuestos principales de los costos-beneficios en el caso Alemania</i> | 17 |
| <i>Tabla 4. Cálculo de ahorro mensual con tarifas diferenciadas.....</i> | 37 |
| <i>Tabla 5. Opción 1.....</i> | 37 |
| <i>Tabla 6. Opción 2.....</i> | 38 |
| <i>Tabla 7. Opción 3.....</i> | 38 |
| <i>Tabla 8. Proyectos piloto de medición inteligente en Colombia</i> | 44 |
| <i>Tabla 9. Aspectos de seguridad de «AMI».....</i> | 48 |

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| <i>Figura 1. Requisitos técnicos regulados para «AMI».</i> | 8 |
| <i>Figura 2. Línea de tiempo respecto al «AMI».</i> | 11 |
| <i>Figura 3 Modelos de medidores inteligentes</i> | 14 |
| <i>Figura 4. Usuarios totales anuales con medidor inteligente Unidireccional</i> | 20 |
| <i>Figura 5. Usuarios totales anuales con medidor inteligente bidireccional</i> | 21 |
| <i>Figura 6. Concentración de medidores inteligentes Unidireccionales</i> | 22 |
| <i>Figura 7. Concentración de medidores inteligentes Bidireccionales</i> | 22 |
| <i>Figura 8. Mapas de calor para medidores inteligentes unidireccionales y bidireccionales en Colombia</i> | 22 |
| <i>Figura 9. Subsidios eléctricos asignados por departamento.</i> | 23 |
| <i>Figura 10. Proporciones entre subsidios y usuarios en Colombia</i> | 25 |
| <i>Figura 11. Curva de demanda horaria para Colombia</i> | 30 |
| <i>Figura 12. Precio en bolsa de electricidad para Colombia</i> | 33 |
| <i>Figura 13. Tarifa dinámica España</i> | 34 |
| <i>Figura 14 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Bajo-Bajo»</i> | 40 |
| <i>Figura 15 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Bajo»</i> | 41 |
| <i>Figura 16 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Medio-Bajo»</i> | 41 |
| <i>Figura 17 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Medio»</i> | 41 |
| <i>Figura 18 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Medio-Alto»</i> | 41 |
| <i>Figura 19 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Alto»</i> | 42 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| Abreviatura | Definición |
|--------------------|---|
| AMI | <i>Advanced Metering Infrastructure</i> |
| AIN | <i>Análisis de Impacto Normativo</i> |
| ASOCODIS | <i>Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía Eléctrica</i> |
| BID | <i>Banco Interamericano Desarrollo</i> |
| CREG | <i>Comisión de Regulación de Energía y Gas</i> |
| DERs | <i>Recursos Energéticos Distribuidos</i> |
| DS | <i>Dinámica de Sistemas</i> |
| DIAN | <i>Dirección Nacional de Aduanas Nacionales</i> |
| FNCE | <i>Fuentes no Convencionales de Energía</i> |
| GD | <i>Gestión de la Demanda</i> |
| GIDI | <i>Gestor Independiente De Información</i> |
| IDEAM | <i>Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales</i> |
| MME | <i>Ministerio de Minas y Energía</i> |
| NTC | <i>Norma Técnica Colombiana</i> |
| OR | <i>Operador de Red</i> |
| UPME | <i>Unidad de Planeación Minera y Energética</i> |
| SIN | <i>Sistema Interconectado Nacional</i> |
| ZNI | <i>Zonas no Interconectadas</i> |
| XM | <i>Administradores del mercado eléctrico colombiano</i> |

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y CONTEXTO

La Comisión Reguladora de Energía y Gas «CREG», a partir del Documento CREG 175 de 2020[2], realizó una revisión de las variables apropiadas para estimar los beneficios y costos del despliegue de Infraestructura de Medición Avanzada «AMI» en el Sistema Interconectado Nacional «SIN», estableciendo condiciones para su implementación mediante Documento CREG 002 de 2022 [3]. Lo anterior, a partir de la literatura internacional y el apoyo aportado por el estudio de la Universidad Tecnológica de Pereira – UTP [4], publicado en la Circular CREG 003 de 2020[5], esto para identificar los principales beneficios aplicables al modelo colombiano.

A partir de la expedición de las normas: Ley 1715 de 2014 [6], Decreto 1073 de 2015 [7] y las Resoluciones MME 40072 de 2018[8], 40483 de 2019[9] y 40142 de 2020[10], y de los estudios y propuestas de resolución realizadas por la «CREG», se publicó, en enero de 2022, la Resolución CREG 101 001 de 2022 [11] “por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el «SIN»”.

Existen dos aspectos importantes para considerar de la regulación colombiana sobre «AMI», el primero es que, según lo establecido en la Resolución MME 40072 de 2018, modificada por las Resoluciones MME 40483 de 2019 y 40142 de 2020, el porcentaje de usuarios conectados en un mercado de comercialización, con «AMI», en el Sistema Interconectado Nacional «SIN» para el año 2030 debe ser del 75%. Esto significa que, para los Operadores de Red «OR», responsables de la implementación de «AMI», los planes piloto y los planes de despliegue futuros deben ir en línea con el cumplimiento de esta meta y conforme a los requerimientos y funcionalidades antes descritas.

El segundo aspecto es la consideración de la Resolución «CREG» 101 001 de 2022, según la cual los Operadores de Red deben presentar a la «CREG» y al Ministerio de Minas y Energía «MME» un «Plan de Despliegue» para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada. Este plan debe ser sometido a aprobación dentro de los ciento veinte (120) días calendario posteriores a la publicación de la circular que establece los procedimientos, contenido

y formatos para dicho propósito. Estos aspectos están detallados en el capítulo V de la mencionada resolución.

Esto resulta fundamental respecto del estado actual de la implementación de «AMI» ya que, a la fecha, la «CREG» no ha expedido la mencionada circular con el procedimiento, contenido y formatos para que los «OR» presenten sus respectivos planes de despliegue. Así mismo, la Corte Constitucional sentenció el 1 de junio del 2022 inexecutable el inciso 2° del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021, el cual obligaba a los prestadores del servicio a asumir todos los costos de despliegue, mantenimiento y reparación sin oportunidad de trasladar costo alguno al usuario.

Bajo este contexto, es evidente que las instituciones están realizando esfuerzos en sus respectivos campos de competencia para estandarizar la implementación de tecnologías de medición avanzada. Sin embargo, el financiamiento de dicho despliegue se ha convertido en un tema de debate político y económico, lo que ha obstaculizado el progreso en su adopción. Incluso las iniciativas piloto se han visto afectadas, ya que las mesas directivas e inversionistas del sector expresan reticencias debido a la falta de certezas jurídicas en torno a la financiación de «AMI».

CAPÍTULO 2

OBJETIVOS

El objetivo del presente diagnóstico es analizar los mecanismos y los impactos potenciales de la implementación de «AMI» soportado en tarifas dinámicas para el sistema eléctrico colombiano. El bajo despliegue de «AMI» representa una limitación importante para la optimización del uso de los recursos eléctricos en Colombia, esto a su vez precisa visualizar los desafíos regulatorios, los beneficios y desventajas desde la perspectiva del usuario, y las oportunidades de negocio para la industria.

2.1 Objetivo general

El objetivo general del diagnóstico es proponer estrategias de financiación para la implementación exitosa de infraestructura avanzada de medición «AMI» apoyadas en las tarifas dinámicas del sistema eléctrico colombiano, considerando la perspectiva regulatoria, del usuario y de la industria.

2.2 Objetivos específicos

Objetivo específico 1. Analizar el marco regulatorio vigente que impacta la implementación de «AMI» en Colombia y proponer estrategias de financiación, incluyendo incentivos económicos y modelos de colaboración público-privada, para facilitar su despliegue.

Objetivo específico 2. Diagnóstico de la perspectiva del usuario, identificando las razones de resistencia en la implementación de «AMI» e identificar estrategias de promoción y divulgación de la tecnología que favorezcan la implementación desde la respuesta de la demanda.

Objetivo específico 3. Examinar cómo los operadores de red perciben la implementación de «AMI» y los beneficios asociados. Proponer estrategias que optimicen la inversión en tecnologías de medición inteligente, incluyendo la posibilidad de asociación entre el operador de red y empresas privadas para crear sinergias.

CAPÍTULO 3

PROBLEMA Y JUSTIFICACIÓN

Según lo establecido inicialmente en la Resolución «MME» 40483 de 2018, se ha fijado una meta de implementación trazada a 2030 con un cumplimiento del 75% de usuarios con «AMI» en el Sistema Interconectado Nacional «SIN». Los «OR» deben someter a aprobación de la «CREG» el «Plan de Despliegue», del mercado que atienden, con la oportunidad indicada en el artículo 26, y con base en los criterios definidos en el capítulo V de dicha resolución. El artículo 26 en comento establece:

«ARTÍCULO 26. PRESENTACIÓN DE PLANES. El «OR» podrá presentar a la «CREG» y al Ministerio de Minas y Energía el plan de implementación de «AMI», para aprobación de la «CREG», dentro de los ciento veinte (120) días calendario siguientes a la publicación de la circular con el procedimiento, contenido y formatos que la Comisión expida para tal fin (...).»

Este es un aspecto crucial del estado actual de la implementación de «AMI» ya que, a la fecha, la «CREG» no ha expedido la mencionada circular con el procedimiento, contenido y formatos para que los «OR» presenten sus respectivos planes de despliegue, al respecto, en Circular «CREG» 055 del 8 de junio de 2022, el Regulador mencionó que:

«(...) Como es de conocimiento público, la Honorable Corte Constitucional declaró inexecutable la prohibición a las empresas prestadoras del servicio de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de medidores inteligentes de energía, por violación del criterio de recuperación de costos.

Teniendo en cuenta lo anterior, la Comisión iniciará el análisis del impacto del fallo emitido por la Honorable Corte sobre las reglas dispuestas en la Resolución «CREG» 101 001 de 2022, considerando también el análisis de las comunicaciones enviadas por diferentes agentes, que estaban siendo empleadas para la preparación del taller de la mencionada resolución, con el fin de efectuar los ajustes que se requieran a la luz del fallo de la corte» [12, p. 1] .

Significa esto que, actualmente, no existe ningún Plan de Despliegue de «AMI» por parte de algún «OR» al momento de este análisis más allá de los 200.000 medidores inteligentes instalados actualmente por diferentes iniciativas piloto, éstas con una representatividad del 1% en el país según ASOCODIS [1]. En gran parte debido a que estos despliegues deben someterse a aprobación del Regulador y, para esto, el Regulador debe emitir la comunicación para la presentación de dichos planes, y como se mencionó, no se ha emitido dicha comunicación.

En el contexto de la implementación de «AMI», los proyectos en curso se limitan, en su mayoría, a «Planes Piloto». Estos proyectos deben cumplir con las disposiciones establecidas en la Resolución «CREG» 101 001 de 2022, incluyendo una duración mínima específica y características específicas para la infraestructura de medición.

Además, es relevante mencionar que la «CREG» puso en consulta el Proyecto de Resolución 701 011 de 2022, publicado el 30 de junio de 2022. En este documento, se invita a empresas, usuarios, autoridades y otras partes interesadas a presentar sus observaciones y sugerencias sobre las modificaciones propuestas a los Títulos II, V, VI y VII de la Resolución «CREG» 101 001 de 2022.

Así las cosas, es fundamental explorar alternativas que impulsen la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada sin perjudicar a los usuarios. En este sentido, se buscarán soluciones que favorezcan la eficiencia energética –incluyendo la implementación de tarifas diferenciadas y alternativas que incentiven a los usuarios a reducir su consumo durante picos de demanda– y la economía del usuario, sin perjuicio de la industria. Se deberá además fomentar la educación y concienciación sobre los beneficios de «AMI» para generar apoyo público. Este documento busca estimular un despliegue exitoso que beneficie tanto al sector como a los usuarios finales, creando una sinergia que beneficia la eficiencia y planeación energética basada en datos de consumo detallados.

Desde la perspectiva del usuario, es fundamental considerar las expectativas y preocupaciones que pueden influir en su disposición a adoptar tecnologías de «AMI». Muchos usuarios, especialmente aquellos en estratos más vulnerables, pueden temer un aumento en sus

costos energéticos o no comprender completamente los beneficios que «AMI» puede ofrecer, como el acceso a tarifas más justas y la mejora en la calidad del servicio [13]. En este sentido, se explorarán estas barreras, así como estrategias para fomentar la educación y concienciación sobre los beneficios de la «AMI», de manera que se generen condiciones favorables para su aceptación y uso.

Por otro lado, el análisis desde la perspectiva del operador de red es igualmente crucial. Los «OR» enfrentan retos significativos, como la necesidad de realizar inversiones considerables en infraestructura y la integración de nuevas tecnologías en sus sistemas existentes. Estos desafíos pueden limitar su capacidad para implementar «AMI» de manera efectiva [14]. Este documento sumará a la discusión sobre cómo los «OR» perciben la implementación de «AMI».

CAPÍTULO 4

MARCO TEÓRICO Y ESTADO DEL ARTE

El sistema «AMI», entre otras, habilita la oferta al mercado de excedentes de energía generadas localmente mediante fuentes de generación distribuida. El cliente puede disponer de diversos canales de interacción con el comercializador, con disponibilidad 24/7 durante todo el año. «AMI» puede interactuar con otras tecnologías, por ejemplo, *Home Display*, que le permitan visualizar específicamente sus consumos y tomar decisiones óptimas frente a las señales de precio [15].

Un aspecto crucial en el despliegue de la medición inteligente es la definición de los mecanismos de financiación y la identificación de quién asumirá los costos asociados. Los esquemas de financiación de las tecnologías del entorno al despliegue «AMI» más generalizados son: financiado o subvencionado por el Gobierno (Francia), pagado por los comercializadores eléctricos, lo que ha supuesto un aumento en las tarifas finales aplicadas a los clientes (UK) o pagado por el usuario final mediante una tasa específica (Texas) [16].

Según Bedoya [17], la funcionalidad de «tarifación horaria» y «consumo prepago» son plataformas de transición a mercados minoristas con diversificación horaria de precio. Permite conciencia de consumo con posibilidad de comparación y criterio crítico de demanda histórica para procesos de gestión, optimización y eficiencia del consumo de la energía que, para este caso, es importante y necesaria la intermediación del agregador independiente para proporcionar herramientas al usuario y que este, en consecuencia, pueda adaptarse a señales del sistema. Dichas señales incentivan el traslado de picos de demanda, lo que implica que no será necesario, en el futuro, grandes fuentes de generación centralizada.

Uno de los principales problemas que afronta Colombia al no tener implementado una infraestructura de medición inteligente, es que el sistema eléctrico pierde la oportunidad de ser más eficiente y, por tanto, carece de información que permita plantear tarifas diferenciales [18], conservando las tradicionales tarifas unificadas que afecta los costos a pagar por el usuario final, de igual forma a los generadores que deben atender picos de demanda no gestionados.

Sin una lectura que permita implementar tarifas dinámicas o diferenciales, no existen estímulos para cambiar los hábitos de consumo, y como consecuencia, los picos de demanda solo causarán más presión sobre del sistema [19], obligando de manera temprana a ampliar la capacidad de generación eléctrica para picos específicos, implicando inversiones que impactan a todos los actores del sistema.

4.1 Contexto Normativo

En cuanto a los aspectos técnico-regulatorios, Colombia ha recorrido un camino importante asegurando aspectos sensibles de la política energética nacional, involucrando diferentes instituciones que han trabajado para generar la sinergia y claridad necesaria para los operadores al momento del despliegue de «AMI».



Figura 1. Requisitos técnicos regulados para «AMI».
Fuente: [20]

La Norma Técnica Colombiana (NTC) 6079, titulada “*Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada en redes de distribución de energía eléctrica*”, no está disponible para acceso público. Esta norma detalla aspectos técnicos clave, como el funcionamiento del medidor avanzado, el concentrador, el sistema de gestión, las comunicaciones y los protocolos de seguridad.

Mediante la Ley 1715 de 2014 se adoptaron reglas para promover la gestión eficiente de la energía, entendida esta como el conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro eléctrico a través de la implementación de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

En esa normativa se previeron, entre otros, los siguientes mecanismos para la gestión eficiente de la energía (arts. 1°, 7° y 8°):

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

La Resolución CREG 219 de 2020 establece un marco regulatorio que puede facilitar la implementación de «AMI» en Colombia. Al definir variables para calcular ingresos y cargos en la distribución de energía, permite la justificación de tarifas dinámicas que optimizan el uso energético. Además, los incentivos por desempeño en la calidad del servicio estimulan instrumentos como «AMI», mejorando la calidad del suministro y aumentando los ingresos de los operadores. Incluir «AMI» en la base regulatoria de activos también puede facilitar el financiamiento necesario para su despliegue, destacando la importancia de promover

colaboraciones público-privadas que alineen intereses y fortalezcan el avance hacia una red eléctrica más eficiente y sostenible.

Por su parte, la Ley 2099 de 2021 buscó entre sus propósitos la promoción de la gestión eficiente de la energía y sistemas de medición inteligente, involucrando tanto la eficiencia energética como la respuesta a la demanda.

En esta Ley, se consideraron los siguientes incentivos económicos para favorecer su penetración en los mercados de energía:

- (i) **Reducción al impuesto a la renta** del 50% del valor total de la inversión realizada en materia de producción de «FNCE» y lo extiende expresamente a las inversiones en medición inteligente, La Ley Cambia el periodo en el que aplica la reducción, pasando de 5 a 15 años contados a partir del año gravable siguiente en el que haya entrado en operación la inversión.
- (ii) **Exclusión del IVA** extendida para acciones y medidas de gestión eficiente de la energía, incluyendo los equipos de medición inteligente. Para el caso de las acciones y medidas de eficiencia energética, estas deberán aportar al cumplimiento de las metas incorporadas en el Plan de Acción Indicativo «PAI- PROURE».
- (iii) **Exención del pago de derechos arancelarios**, aplica no solo a titulares de nuevas inversiones en proyectos de «FNCE», sino también para titulares de acciones y medidas de eficiencia energética que aporten al cumplimiento de las metas definidas en el «PAI- PROURE», para la importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos que no sean producidos por la industria nacional, previa solicitud a la «DIAN».
- (iv) **Incentivo contable** para las actividades de generación de «FNCE» y de gestión eficiente de la energía gozaran del régimen de depreciación acelerada no mayor al 33.33% como tasa global anual. La depreciación acelerada permite generar un ingreso por impuesto diferido, que se amortiza dependiendo de la vida útil de un activo fijo.

A continuación, en la **Figura 2**, se presenta una línea de tiempo de las actuaciones institucionales relevantes respecto al camino construido para la implementación de los medidores «AMI».

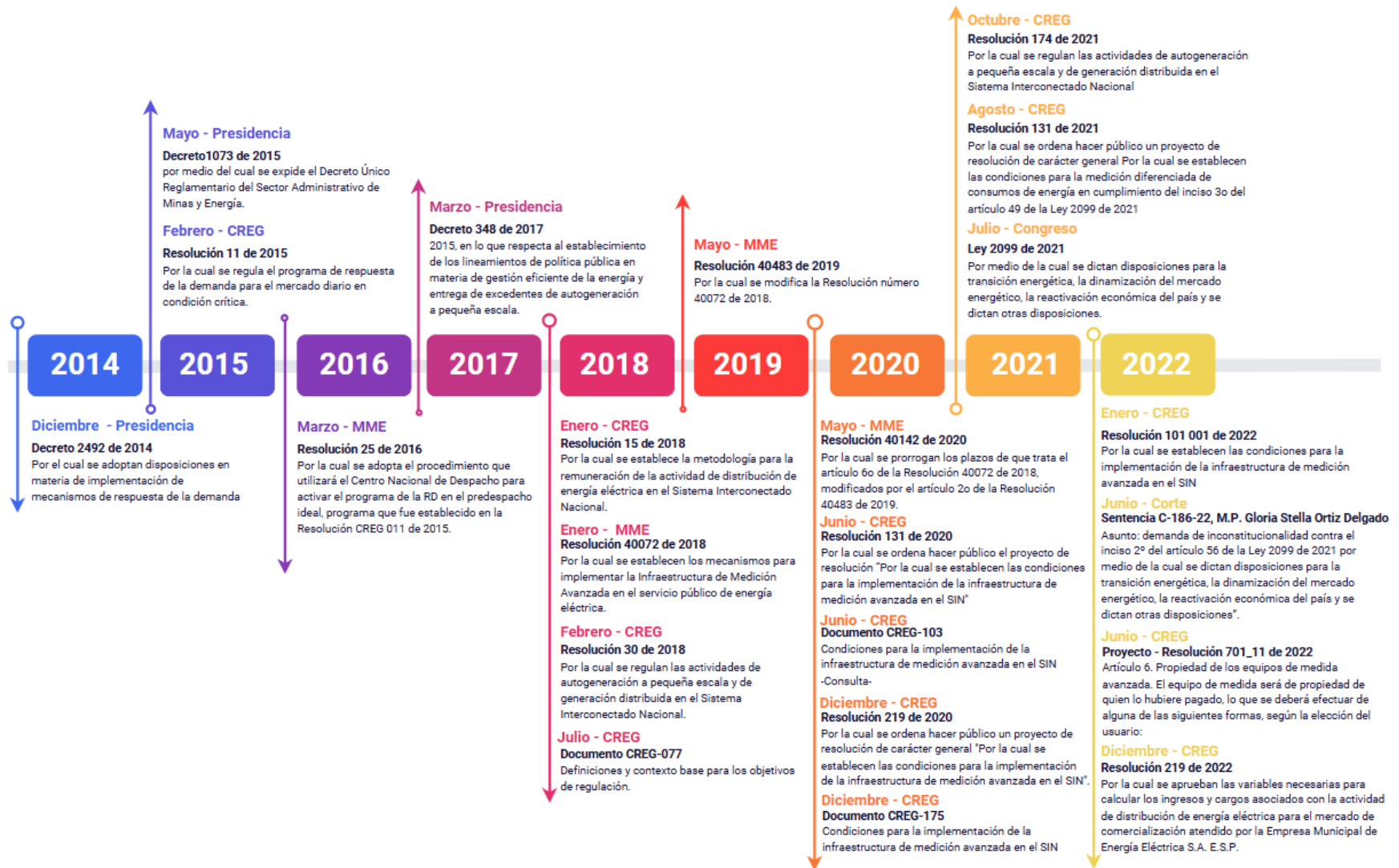


Figura 2. Línea de tiempo respecto al «AMI».
 Fuente: Elaboración propia

La Resolución CREG 101 001 de 2022 [21], establece la identificación de costos y de beneficios, así como los supuestos necesarios para el análisis costo-beneficio.

Tabla 1. Identificación de costos, beneficios y supuestos según Resolución CREG 101 001 de 2022.

| Identificación de costos | Identificación de beneficios | Supuestos necesarios para el análisis beneficio-coste |
|--|---|---|
| a) Asociados a los elementos físicos del despliegue, en cumplimiento de los requisitos técnicos mínimos. | a) En aspectos técnicos de la red (monitoreo en tiempo real, disminución de tiempos de respuesta en fallas, planeación de la red, aplazamiento de inversiones, optimización de la operación). | a) Etapas de implementación. |
| | b) En gestión de cartera. | b) Tasa de descuento de las inversiones. |
| b) Asociados a los elementos de software y otros intangibles dentro del despliegue. | c) En lectura remota. | c) Costos de las inversiones y gastos en la operación, administración y mantenimiento. |
| c) Asociados a gestión de información resultante de la implementación de «AMI». | d) En facturación. | |
| d) Asociados a divulgación y estrategias de empoderamiento del usuario (al usuario, a las autoridades, a la prensa, al público general). | e) En conexión/desconexión remota. | d) Condiciones o características de los mercados de comercialización. |
| | f) En gestión de pérdidas. | |
| e) Otros costos identificados. | g) En la competencia en la actividad de comercialización. | e) Características de software y hardware asociados a la implementación (Vida útil, tasas de falla de equipos, modelos de actualización). |
| f) Estructura de financiación. La misma ha de considerar lo dispuesto el artículo 56 de la Ley 2099 de 2021. | h) Para la prestación del servicio al usuario. | |
| | | i) Para las autoridades de vigilancia y control. |
| ----- | j) En aspectos tributarios. | ----- |
| ----- | k) Otros beneficios identificados. | ----- |

Fuente [22]

La implementación de infraestructura avanzada de medición «AMI» en Colombia presenta múltiples desafíos que afectan la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico nacional. La falta de «AMI» limita significativamente la capacidad del país para optimizar el uso de los recursos eléctricos y para avanzar hacia un sistema más eficiente y equitativo [18].

Uno de los principales problemas es la carencia de información detallada y en tiempo real sobre el consumo eléctrico, lo cual impide la implementación de tarifas dinámicas [23]. Sin esta capacidad, las tarifas unificadas tradicionales permanecen en vigor, afectando tanto a los usuarios finales, que enfrentan costos que los golpean, como a los generadores, que deben gestionar picos de demanda con una capacidad de respuesta vulnerable [24]. La falta de estímulos para cambiar los hábitos de consumo, derivada de la ausencia de tarifas dinámicas, genera una presión adicional sobre el sistema eléctrico, obligando a ampliar la capacidad de generación eléctrica para momentos de alta demanda. Estas inversiones impactan negativamente a todos los actores del sistema eléctrico.

Se entiende que los mecanismos de comunicación para que la infraestructura de medición avanzada «AMI» satisfaga los principios de interoperabilidad con el Gestor Independiente de Información, estos son estándares que el Operador de Red deberá aclarar al usuario, con la finalidad de proporcionar el caudal de datos útil para el usuario, la atención de señales de último suspiro y la respuesta a la demanda del mercado [25].

Los medidores convencionales instalados en Colombia no ofrecen la misma capacidad de medición y monitoreo en tiempo real que los medidores inteligentes, así mismo, no hay mecanismo de respuesta desde el operador inmediato, que permita identificar afectaciones en su red y en algunos casos anticiparse a ellos para atender daños o anomalías que de otra forma deberían ser informadas por el usuario, como ocurre hoy con los medidores de disco o electrónicos convencionales [17].

Así mismo, resulta más difícil para los usuarios conocer su consumo de energía y para las empresas energéticas detectar y corregir errores en la medición de energía. Esto puede llevar a facturas inexactas y desigualdades en la distribución de la carga de la energía[26]. Además, la falta de tarifas dinámicas basadas en la demanda en tiempo real hace que sea difícil para los usuarios ajustar su consumo como se indicó anteriormente, favoreciendo la vulnerabilidad a una sobrecarga en momentos de alta demanda, lo que podría resultar en apagones y otros problemas en el suministro de energía [27]. En resumen, la falta de «AMI» en Colombia representa una limitación

en la capacidad del país para optimizar el uso de los recursos eléctricos y para avanzar hacia un sistema eléctrico eficiente, más sostenible y equitativo.

Medidores inteligentes: Estos dispositivos avanzados registran y monitorean el consumo de energía eléctrica en tiempo real, permitiendo una comunicación bidireccional de datos entre los usuarios y las empresas proveedoras de energía. Los medidores inteligentes brindan información precisa sobre el consumo y facilitan la gestión eficiente de la demanda energética [28].



*Figura 3. Modelos de medidores inteligentes
Fuente: Iskraemeco 2022*

Investigaciones previas [23], han destacado los beneficios de «AMI» y las tarifas dinámicas en términos de eficiencia energética, equidad en la distribución de la carga energética y desarrollo sostenible. Estos estudios han demostrado cómo la implementación de «AMI» permite una gestión más precisa y optimizada de la demanda energética, lo que a su vez conduce a una reducción de costos y una mayor eficiencia en la infraestructura de generación y distribución. Además, las tarifas dinámicas basadas en la demanda en tiempo real han demostrado ser efectivas para fomentar cambios de comportamiento en los usuarios y reducir los picos de demanda, lo que a su vez contribuye a la estabilidad del sistema y evita inversiones innecesarias en infraestructura.

La aceptación por parte de los usuarios es un factor crítico en la implementación exitosa de «AMI» y tarifas dinámicas. Por lo tanto, es necesario comprender las actitudes, expectativas y preocupaciones de los usuarios finales. Se han identificado factores que influyen en la aceptación o resistencia hacia estas tecnologías, como la confianza en la privacidad de los datos, la

comprensión de los beneficios y la participación activa de los usuarios en la gestión de su consumo eléctrico [26].

En cuanto a la industria energética, se han realizado análisis de la capacidad de los proveedores y fabricantes para garantizar la cadena de suministro de medidores inteligentes y sistemas asociados. Estos estudios han identificado oportunidades de negocio y han evaluado los beneficios económicos y tecnológicos que la implementación de estas tecnologías puede generar para la industria [29].

A pesar de estas contribuciones, existen vacíos en la literatura que este proyecto de grado busca abordar. Estos vacíos incluyen un análisis del marco regulatorio colombiano, una comprensión más profunda de las necesidades y expectativas de los usuarios colombianos, una evaluación de los impactos potenciales en el sistema eléctrico del país. Con este proyecto, se busca realizar una contribución práctica al estado del arte al analizar la facilitación de la implementación de «AMI» y tarifas dinámicas en el sistema eléctrico colombiano desde diferentes perspectivas.

4.2 Experiencias Internacionales con la Implementación de «AMI»

La creciente conciencia sobre la eficiencia energética, junto con las tendencias emergentes en los mercados eléctricos, acusa una obsolescencia del actual modelo eléctrico basado en una visión centralizada. En este modelo, se distinguen cuatro actividades principales: generación, transmisión, distribución y comercialización. Sin embargo, este enfoque tradicional presenta una alta asimetría en la información, lo que resulta en un usuario final pasivo [30].

La introducción de los Recursos Eléctricos Distribuidos «DERs», por sus siglas en inglés, junto con la expectativa de participación de la demanda, expone la necesidad de medición avanzada, capaz de gestionar y controlar esos recursos distribuidos y servir de puente estratégico entre todos los actores de la operación del sistema eléctrico y el mercado de energía [31].

4.2.1 Europa

Los países europeos analizados en este documento han alcanzado un avance significativo en la implementación de «AMI». Su nivel de desarrollo y alta penetración tecnológica, incluso antes de la adopción de «AMI», han facilitado su despliegue. En contraste, Colombia enfrenta desafíos adicionales, ya que debe establecer previamente los aspectos funcionales de esta infraestructura antes de que pueda generar señales claras y relevantes que guíen al país hacia la eficiencia energética.

Tabla 2. Características de implementación «AMI» en Europa

| País | Tiempo de implementación | Cobertura | Responsable del despliegue | Financiamiento |
|------------------|--------------------------|---|----------------------------|---|
| Dinamarca | 6 años | Proyección del 100% al 2.020 | Operador de Red (OR) | El financiamiento de la infraestructura y los equipos lo llevaba a cabo cada empresa operadora del sistema de distribución DSO y se implementan tarifas de red para su remuneración |
| Finlandia | 6 años | Proyección del 80 % al 2.014; sin embargo, la penetración real al 2013 era cerca del 97%. El valor actual se acerca al 100%. | Operador de Red (OR) | La implementación voluntaria fue financiada por los propios usuarios. Una vez otorgada la responsabilidad de implementación a los DSO, se implementan tarifas de red para su remuneración |
| Francia | 6 años | Proyección del 95% al 2020 | Operador de Red (OR) | El financiamiento de la infraestructura y los equipos lo llevaba a cabo cada empresa operadora del sistema de distribución DSO y se implementan tarifas de red para su remuneración |
| Italia | 10 años | Para el año 2006, ENEL ya había implementado el 85% de los puntos de medición en Italia. Para el año 2.020 la proyección fue del 99%. | Operador de Red (OR) | La primera sección de implementación por parte de ENEL se dio por medio de recursos privados. A partir del 2.004 se crean tarifas de medición para su remuneración. |

Fuente: [17]

Los datos aportados por la tabla anterior sugieren varias conclusiones relevantes para la planificación de la implementación de «AMI» en otros contextos, como Colombia:

- **Importancia del rol del operador de red:** La centralización de la responsabilidad en los operadores de red parece ser un factor clave para el éxito de la implementación.

- **Modelos de financiamiento diversificados:** La financiación puede ser abordada de diferentes maneras, ya sea por las empresas operadoras, los usuarios, o una combinación de ambos, ajustándose a las condiciones locales y regulaciones vigentes.
- **Tiempo de implementación y cobertura:** Aunque los tiempos de implementación varían, los altos niveles de cobertura alcanzados en un plazo relativamente corto subrayan la viabilidad de estos proyectos con una planificación y ejecución adecuadas.

4.3 Caso Alemania

La implementación de la Medición Avanzada en Alemania ha sido un proceso clave en la modernización de su infraestructura energética. En 2016, Alemania introdujo la Ley de Digitalización de la Transición Energética, que estableció un marco para el despliegue de contadores inteligentes. Esta ley requiere que los operadores de red instalen contadores inteligentes en todos los hogares y negocios con un consumo anual de energía superior a 6.000 kWh para 2032. La iniciativa busca mejorar la eficiencia energética, facilitar la integración de fuentes de energía renovable y proporcionar a los consumidores mayor control sobre su consumo eléctrico [32].

Tabla 3. Supuestos principales de los costos-beneficios en el caso Alemania

| Supuestos clave | Unidad | Valor |
|--|----------------|---|
| Período de implementación | Años | 2012-2022 |
| Proporción de puntos de medición cubiertos | % | 80% para 2022 |
| Período de modelado | Años | 2012-2032 |
| Tasa de descuento | % | 5% comercial, 3.1% residencial e industrial |
| Vida útil de los medidores | Años | 13 |
| Número de lecturas de medidores evitadas | Número/medidor | 1 |
| Reducción en el consumo | % | Entre 0.5% y 2.5% |
| Transferencia de carga máxima | GW | 6.1 |
| Reducción en energía no suministrada | % | 1% |
| Reducción en el robo | % | 20% |

Fuente: [33]

La implementación de «AMI» en Alemania ofrece beneficios al sistema eléctrico en términos de eficiencia operativa y reducción de costos, como se refleja en la tabla anterior. La

automatización de las lecturas de medidores elimina la necesidad de revisiones manuales, reduciendo considerablemente los costos laborales de estas operaciones y mejorando la precisión y cantidad de datos, lo que optimiza la gestión de la red.

Adicionalmente, de acuerdo con los valores reportados, la «AMI» permiten detectar y reducir el robo de electricidad en un 20%, mejorando la rentabilidad y la integridad del sistema eléctrico. Esto podría ser un hito importante de garantías para operadores en Colombia que enfrentan en algunas regiones los retos asociados a una cultura de no pago por la energía consumida.

Otro beneficio para destacar es la capacidad de transferencia de carga máxima, que con 6.1 GW permite gestionar de manera más eficiente la demanda energética, especialmente durante los picos de consumo, reduciendo así el riesgo de sobrecargas y apagones. Finalmente, la reducción en el consumo de energía, estimada entre 0.5% y 2.5%, refleja un comportamiento más consciente y eficiente por parte de los consumidores, lo que no solo resulta en ahorros económicos sino también en una menor huella ambiental. Estos beneficios combinados justifican la inversión en «AMI» y apoyan la transición hacia una red eléctrica más sostenible y eficiente.

El análisis costo-beneficio para la implementación de «AMI» en Alemania destaca una serie de beneficios clave que justifican la inversión. Estos beneficios no solo incluyen ahorros directos en costos y mejoras en la eficiencia operativa, sino también una optimización en la gestión de la energía y una reducción en pérdidas no técnicas como el robo de electricidad. La combinación de estos factores asegura que la transición hacia una infraestructura de «AMI» sea económicamente viable y contribuya significativamente a la sostenibilidad energética a largo plazo.

4.4 América Latina

4.4.1 Caso Chile

Chile es el país en la región latinoamericana con mayor recorrido en la implementación de «AMI», y con la mayor preparación para su despliegue masivo, sin embargo la Ley 21.0762 del 2018 modificó la ley general de energía del país, estableciendo que los medidores y empalmes domiciliarios ya no son propiedad de los clientes y pasan entonces a ser propiedad y responsabilidad de las empresas de distribución de electricidad y que “Los decretos tarifarios a que se refieren los artículos 120, 184 y 190, o el que los reemplace, determinarán la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación de las tarifas asociadas a ellas” [34], esto permite a las empresas distribuidoras instalar nuevos empalmes y medidores ahora de su propiedad, y diseñar el cobro a los usuarios de los costos de instalación.

4.5 Usuarios con medición inteligente según datos oficiales

Para Colombia, vale la pena señalar que únicamente desde la expedición de la Resolución SSPD 20192200020155 de 2019 se contempla el registro de la información de «Tipo de medidor», el cual está definido en el formato TC2 de la misma resolución en el campo 42. Allí se encuentran codificados, entre otros, el reporte de los tipos «medidor inteligente unidireccional» y «medidor inteligente bidireccional». En este mismo sentido, se debe tener en cuenta que esto no implica que pertenezcan a «AMI», pues se debe considerar lo mencionado en este documento respecto de las características a cumplir de «AMI» para que estos puedan considerarse dentro de ella.

4.5.1 Data: Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios «SSPD»

El Sistema Único de Información «SUI» es administrado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios de Colombia, dentro de esta herramienta se encuentra la base de datos O3 que recopila información del sistema eléctrico nacional, para acceder a la ruta se invita a seguir esta secuencia:

- Ingresar al enlace: [Energía / Portal SUI / Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios \(superservicios.gov.co\)](https://www.superservicios.gov.co/Energia/Portal_SUI/Superintendencia_de_Servicios_Publicos_Domiciliarios)
- Oprimir la opción «Ir a la herramienta O3» representada en un botón color azul.
- Ingresar al vínculo «SUI_COMERCIAL_ENERGIA».

En las siguientes figuras, se pueden observar las curvas de crecimiento de usuarios para los medidores inteligentes unidireccionales y bidireccionales. Ambos tipos de medidores experimentaron un crecimiento en el número de usuarios desde 2020 hasta alcanzar su punto máximo en 2022. Sin embargo, 2023 muestra una caída en el número de usuarios, siendo significativamente más pronunciada en los medidores bidireccionales.

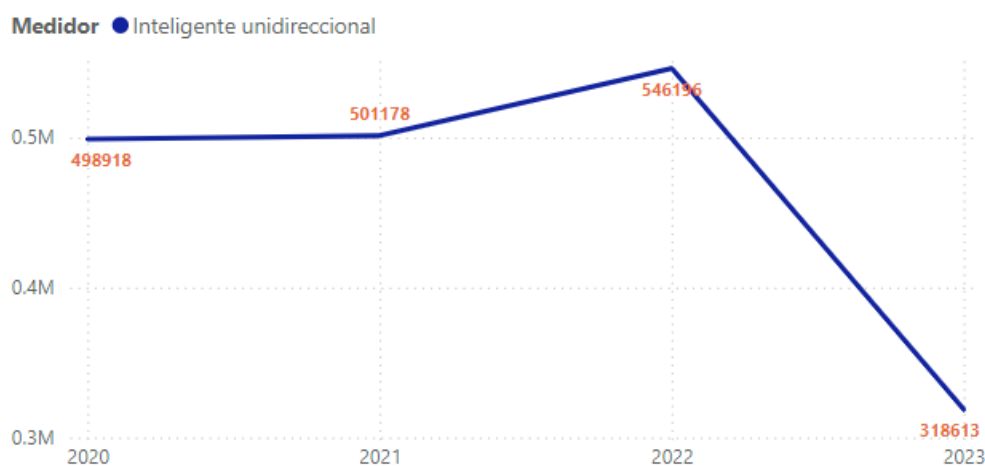


Figura 4. Usuarios totales anuales con medidor inteligente Unidireccional
Fuente: Elaboración propia a partir de data SUI

Medidores Inteligentes Unidireccionales: La disminución de usuarios en 2023 de un 41.7% refleja una posible percepción de estos medidores como menos útiles en el nuevo contexto normativo; como también, que los beneficios económicos no resultan ser para el usuario.

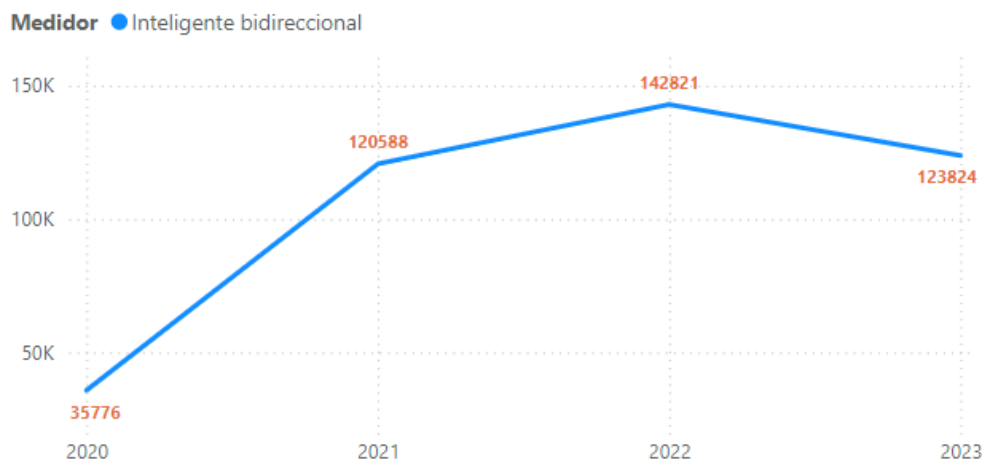
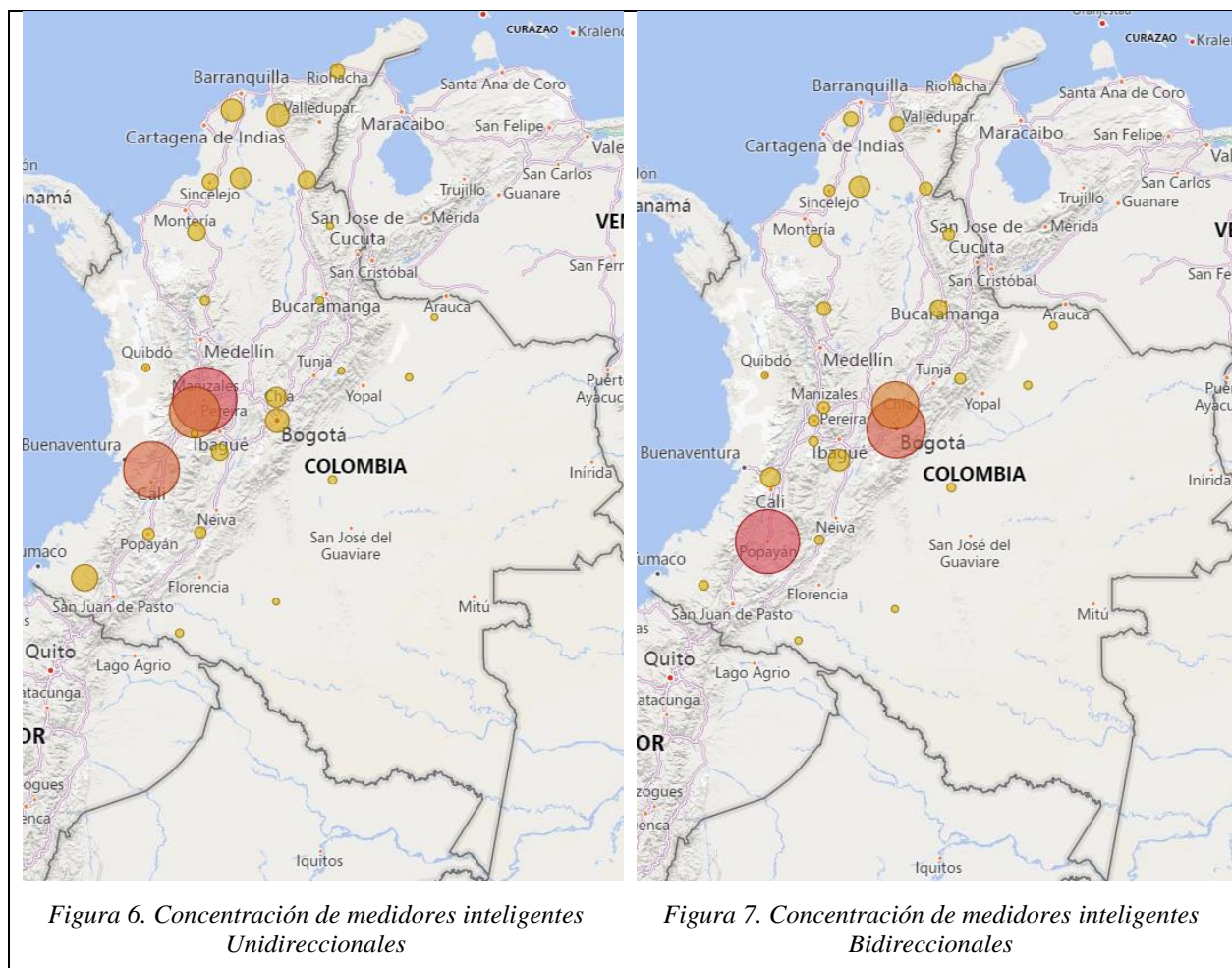


Figura 5. Usuarios totales anuales con medidor inteligente bidireccional
Fuente: Elaboración propia a partir de data SUI

Medidores Inteligentes Bidireccionales: Aunque caen también, en este caso un 13.3%, sufrió un menor abandono, esto puede ser debido a que son percibidos como una herramienta más avanzada que su versión unidireccional, ya que permite una gestión más eficiente, donde los usuarios generadores no se sienten un elemento pasivo de mercado eléctrico, sino que su participación les permite considerar de qué manera se relacionan con la red, dependiendo de sus necesidades y oportunidades.



*Figura 8. Mapas de calor para medidores inteligentes unidireccionales y bidireccionales en Colombia
Fuente: Elaboración propia a partir de data SUI*

De acuerdo con los datos oficiales depositados en el sistema único de información de la SSPD, se puede identificar en los mapas de calor anteriores que existen particularidades en la distribución de los tipos de medidor inteligente en el país, para el caso del medidor Unidireccional, los departamentos con mayores cantidades son Caldas, Risaralda y Valle del Cauca.

Para el caso de los medidores Bidireccionales, las mayores concentraciones se localizan en los departamentos de, Cauca, Bogotá D.C y Cundinamarca.

4.6 Subsidios asignados por departamento

En la siguiente figura, se pueden identificar los departamentos con mayor costo subsidiario para el estado colombiano, estos datos se encuentran en miles de millones de pesos colombianos aportados por el estado en el año 2023.

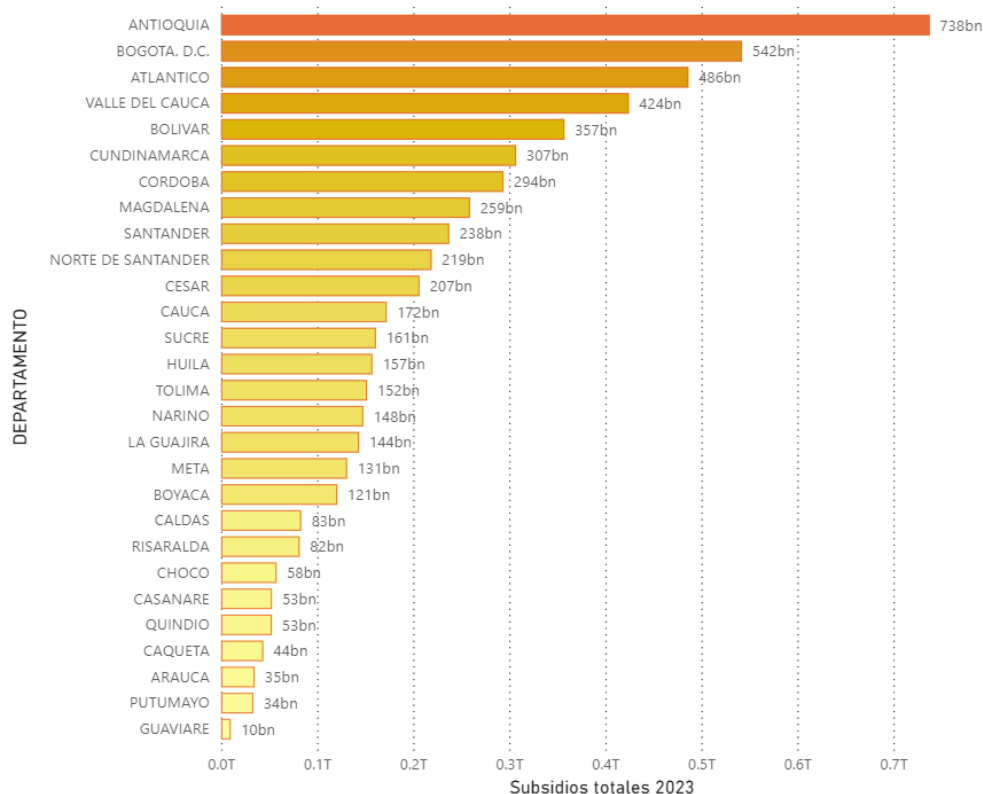


Figura 9. Subsidios eléctricos asignados por departamento.²

Fuente: Elaboración propia a partir de data SUI

Para comprender si estos valores son o no costosos para el Estado, se deben analizar los porcentajes de subsidios consumidos en relación con la proporción de suscriptores en los departamentos de Colombia, como evidencia la *Figura 10*, cuentan con una proporción de subsidios al consumo asignado que supera en más del doble la proporción de suscriptores: Atlántico, Magdalena y La Guajira son ejemplos, otros cercanos al doble como Bolívar, César, Córdoba y

² Referencia billones «bn» en inglés, corresponde a miles de millones en español

Sucre. Este comportamiento tiene explicaciones en contextos climáticos, económicos y culturales, pues como se podrá ver más adelante, estos departamentos de la región Caribe son notorios por sus conflictos relacionados al servicio de energía.

En el caso de Magdalena, del total del presupuesto de subsidios, se le asignó para el 2023 el 4.54%, mientras que el porcentaje de suscriptores es del 1.86%, resultando en una relación de asignación de presupuesto de aproximadamente 2.44 veces mayor respecto a la cantidad de usuarios que tiene en el país. Es decir, su asignación de subsidio a la energía es tan alta como la de un departamento como Santander, que tiene casi el triple de usuarios en clima cálido. De manera similar, en Magdalena, el porcentaje de subsidios consumidos es del 4.54%, en contraste con un porcentaje de suscriptores del 2.15%, generando una relación de aproximadamente 2.11 veces el costo, respecto a los usuarios.

Esta situación podría estar influenciada por factores como la pobreza, el desempleo o la insuficiencia de infraestructura, lo que incrementa la necesidad de subsidios para satisfacer las necesidades básicas de la población. La alta dependencia de los subsidios refleja la vulnerabilidad económica de los habitantes, quienes requieren un mayor apoyo gubernamental para acceder a servicios esenciales como la electricidad y el agua potable.

A continuación, se presenta la *Figura 10* de la que se derivó la discusión anterior.

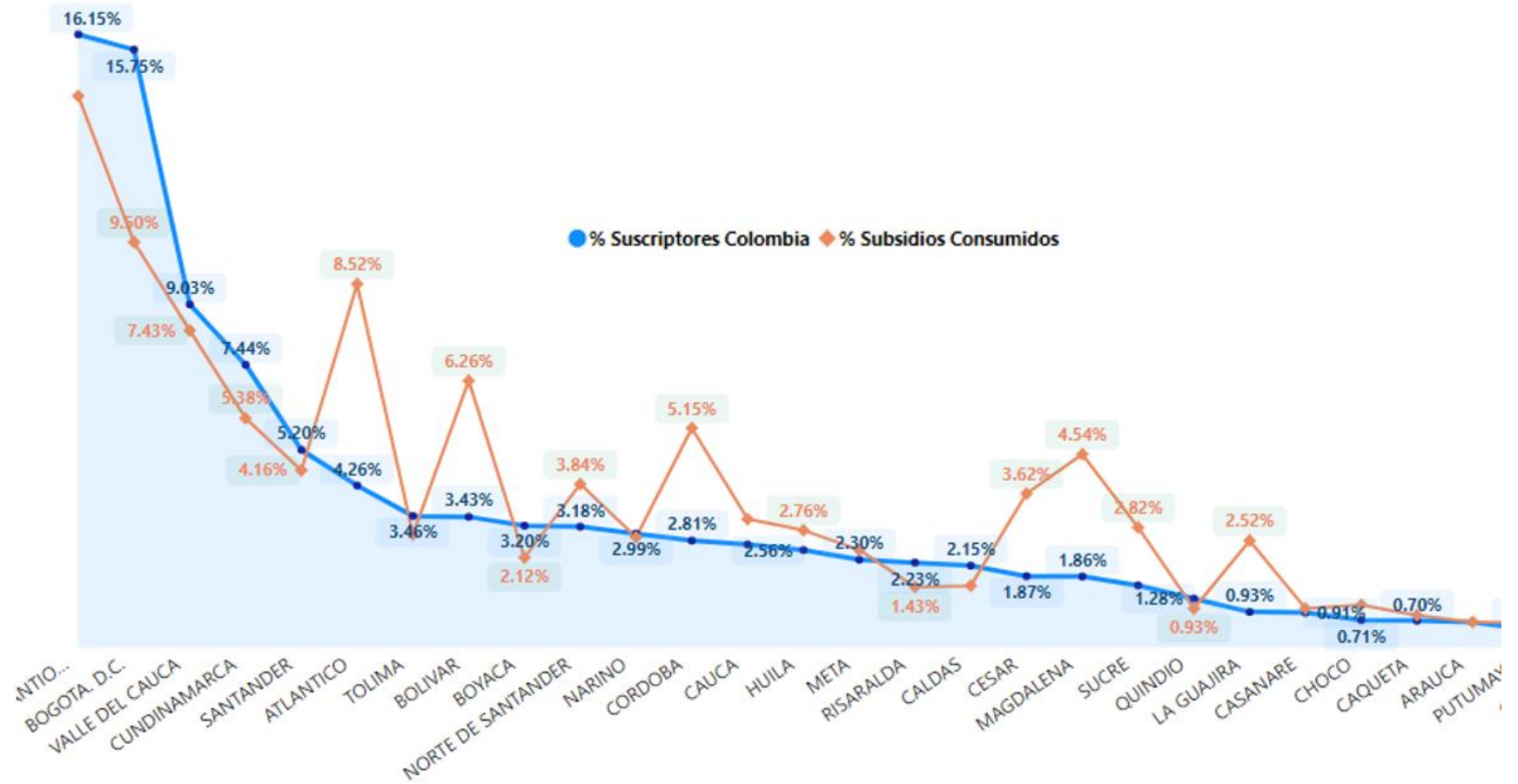


Figura 10. Proporciones entre subsidios y usuarios en Colombia
 Fuente: Elaboración propia a partir de data SUI

CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA

Este diagnóstico propositivo utiliza como base metodológica el Análisis de Impacto Normativo «AIN» [35] emitido por el Departamento Nacional de Planeación en su versión 2.0. En este caso, se sigue un enfoque simplificado del «AIN», considerando que el problema principal es la incertidumbre económica sobre la financiación de la infraestructura de medición avanzada.

Lo anterior tiene fundamento en lo inicialmente plantado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas «CREG» en su Resolución CREG 101 001 de 2022, así como la derogación por parte de la Honorable Corte Constitucional [36]. Esta última declaró inexecutable la prohibición a las empresas prestadoras del servicio de energía de trasladar a los usuarios los costos relacionados con la adquisición, instalación, mantenimiento y reparación de los medidores inteligentes de energía, por violación del criterio de recuperación de costos.

Este vacío normativo pone a la «CREG» en disyuntiva, ya que esta entidad se encarga de regular los lineamientos para el despliegue de «AMI» a cargo de los operadores de red en los mercados que atienden. Sin embargo, la jurisprudencia de la Corte Constitucional obliga a que sea esta misma comisión la que defina los procedimientos, incluyendo la financiación.

En términos generales, las etapas de definición del problema, objetivos, monitoreo y seguimiento que se establecen para el «AIN» completo, pueden servir como guía para comprender algunos elementos que se deseen desarrollar en el análisis y elaboración del «AIN» simple. Sin embargo, para mayor facilidad y enfoque, es posible adaptar estas etapas según la complejidad y alcance específico del «AIN» simplificado.

CAPÍTULO 6

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

6.1 Registros mediáticos

En este espacio se indican las noticias y denuncias alrededor del sector eléctrico, con el propósito de usar un referente de opinión respecto a las condiciones del servicio de energía eléctrica en los mercados nacionales. Se buscaron opiniones mediáticas con impacto en la satisfacción de los usuarios y operatividad de la industria eléctrica.

En el medio Las 2 Orillas publicó nota ciudadana el 30 de mayo de 2024, donde L. Geller mencionó:

“Imposible soportar más abusos”, queja general de usuarios de energía eléctrica en Cauca por compañía CEO. Aprovechando el despelote creado por la criminalidad, a la Compañía Energética de Occidente CEO le dio por echarle más gasolina al incendio social en el Cauca [37, Párr. 1].

La revista Infobae en enero de 2024, publica artículo de J. Escobar:

2023 observó un crecimiento en la demanda en todas las regiones del país, donde se destaca un significativo crecimiento en la región Caribe del 7,85% en comparación con el registrado en 2022 (0,65%). De acuerdo con XM, este aumento llevó el consumo de esta región a 22.175.29 GWh, representando así un 27,88% de la demanda total del SIN [38, Párr. 11].

El portal La Silla Vacía publicó el 11 de enero de 2024 respecto a la región Caribe, donde E. Mejía. reseñó:

“¿Por qué la gente se roba la energía? Porque no la puede pagar. ¿Por qué los operadores tienen una pérdida alta (ítem para medir el valor del kilovatio)? Porque la gente se roba la energía. La luz no es pagable en la Costa”, explica Elverth Santos, ex superintendente de servicios públicos en el Caribe. El robo de energía no tiene estratos en el Caribe. Roban los pobres, la clase media y los ricos. Ayer fue noticia el hurto de energía en el condominio

Castellana Campestre, estrato 6, donde siete viviendas estaban robando energía equivalente a 37 millones de pesos [39, Párr. 4-5].

Caracol Radio publicó en su portal el 9 de mayo de 2024:

Desde el Caribe radican Acción Popular para evitar “abusos” de Air-e y Afinia en la región. La medida busca proteger los derechos de los habitantes del Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba y la Guajira, para que se les cobre lo que consuman y no las pérdidas que tienen las empresas Air-e y Afinia [40, Párr. 1].

El Canal 1 publicó en su portal el 12 de marzo de 2024, artículo de D. Forero, indicando:

Abuso en cambios de contadores de luz y agua, ¿cuáles son los derechos de los ciudadanos? uno de los problemas recurrentes que ha generado gran preocupación entre los usuarios de servicios públicos es el cambio de contadores de luz y agua sin previa notificación ni evidencia de daño. Esta práctica, que ha generado numerosas quejas ante la Superintendencia de Servicios Públicos, ha llevado a cuestionamientos sobre los derechos que tienen los ciudadanos para evitar abusos por parte de las empresas proveedoras [41, Párr. 1].

RCN noticias refiere en su portal el 24 de mayo de 2020:

La ministra de Energía, María Fernanda Suárez, hizo un llamado a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica por las múltiples inconformidades que han manifestado los usuarios sobre casos de incrementos injustificados en las facturas e invitó a los posibles afectados a realizar las respectivas denuncias ante la Superintendencia de Servicios Públicos [42, Párr. 1].

El portal Valora Analitik publicó el 12 de febrero de 2024 reacciones de la presidenta de Alcogen Natalia Gutiérrez, dónde se pronuncia frente a denuncias de abuso en precios de la energía en bolsa, artículo por Y. Sandoval:

Según Gutiérrez, “sorprende que día a día en las cuñas hablen de los precios de oferta de la energía en bolsa (la que se negocia todos los días) porque el operador del mercado, XM, no publica esa información de la forma cómo la están señalando. Este es un mercado en

competencia y esos precios se conocen más o menos un mes después”. La líder gremial aseguró que las empresas no ponen caprichosamente los precios en la bolsa de la energía, ni existe un precio de referencia esperado como se anuncia, por lo que, indicó, es falso asegurar que existieron “sobrecostos” [43, Párr. 6-7].

RED + Noticias, en su sección tecnología publicó en su portal el 08 de julio de 2024 el siguiente artículo por C. Castillo, con el encabezado “Beneficios de cambiar el contador tradicional por uno inteligente: Enel asegura que cuida su bolsillo” [44, p. 1], en el cual hubo reacciones calificando de negativo el uso de la tecnología, pues se incrementaba valor cobrado por la energía y además había que pagar el dispositivo.

La percepción pública sobre el servicio de energía eléctrica en Colombia, reflejada en estas publicaciones, constituye una tendencia predominante negativa. Las quejas frecuentes incluyen presuntos abusos, incrementos injustificados en las facturas y dificultades de acceso al servicio, particularmente en la región Caribe. Esta percepción, reforzada por denuncias de injusticia y abuso de las empresas de energía, junto con la respuesta limitada del Gobierno, proyecta la imagen popular de un sector con serias deficiencias tanto en la prestación del servicio como en la regulación.

Además, el flagelo de robo de energía, señalado como una práctica extendida y según algunos usuarios propiciada ante la imposibilidad de pagar las facturas, subraya problemas estructurales en la asequibilidad del servicio en un círculo vicioso. La acción popular contra las empresas en la región Caribe y la necesidad de explicaciones de la presidenta de Acolgen reflejan una falta de confianza en la transparencia y justicia del sistema de precios y en la gestión del servicio.

Esta misma percepción afecta las iniciativas de la industria de la energía, como en el caso de la instalación y operación de mediciones inteligentes, pues el desconocimiento del complejo sistema de subastas del mercado eléctrico resulta incomprensible para el ciudadano común, dando espacio a teorías tiránicas que se ajustan a una lógica que defiende sus propios intereses.

6.2 Propuestas de financiación para la instalación del medidor inteligente

La viabilidad de estas propuestas requiere la pronta adopción de una estructura tarifaria horaria, priorizando el desarrollo de programas piloto liderados por los operadores de red. Estos programas buscan fomentar nuevos hábitos de consumo y utilizar a los usuarios participantes como referentes y promotores de la tecnología. Para los usuarios, debe ser claramente diferenciable el costo entre las horas pico y las horas valle, incentivando así el consumo durante las horas de menor demanda.

Según el administrador del mercado eléctrico «XM»:

Existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país [45, Párr. 3].

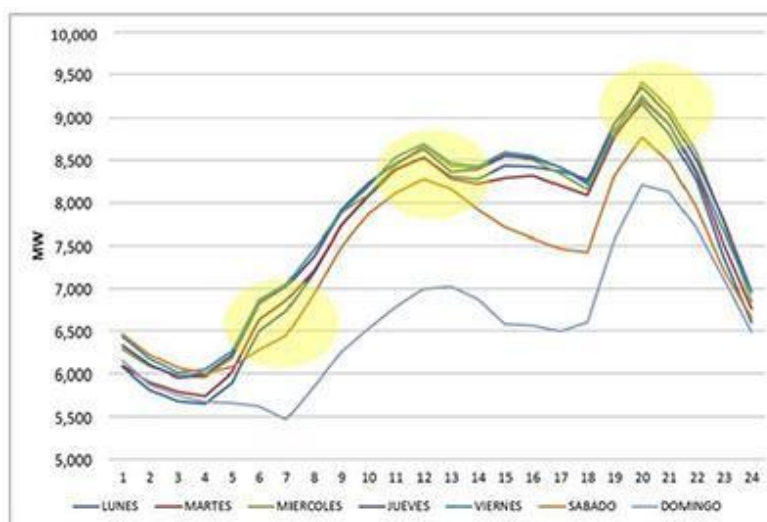


Figura 11. Curva de demanda horaria para Colombia
Fuente: XM

Crear programas de divulgación y promoción de las leyes que otorgan subsidios e incentivos para la instalación de Infraestructura de Medición Avanzada, dirigidos a hogares y pequeñas empresas, esto permitirá el conocimiento de las iniciativas nacionales que se articulan para beneficiar la instalación de «AMI» y controlar impactos económicos en comercializadores y usuarios.

Implementar planes piloto tempranos, enfatizando regiones con desafíos en el servicio de energía eléctrica como la Costa Atlántica, para evaluar la elasticidad de la demanda y con ella la efectividad de las tarifas dinámicas.

Estas regiones servirán de termómetro para conocer las reacciones de los usuarios detractores de la implementación, para lo cual el operador deberá estar en capacidad y competencia de entender y responder mediáticamente por mecanismos ágiles y pertinentes a las razones de resistencia, sean técnicas, personales o políticas, para evitar campañas de desinformación.

6.2.1 Líneas de financiación para medidores inteligentes y variables:

La elasticidad precio de la demanda de electricidad «\$/kWh» es un factor crucial que debe considerarse al evaluar las tres opciones propuestas. La elasticidad mide cómo cambia la cantidad demandada de electricidad en respuesta a cambios en el precio, que suele ocurrir de manera natural cuando energías como la solar aportan al sistema electricidad a un precio bajo con picos concentrados en la franja meridiana [46], dando así mayor sentido a la implementación de las tarifas dinámicas.

- i. **Opción 1:** Subsidio parcial por el Gobierno y el operador de red:
El costo del medidor es subsidiado parcialmente por el Gobierno y el operador de red. El usuario pagará el resto en cuotas fijas mensuales, que pueden disminuir si el consumo se desplaza a horas valle.
- ii. **Opción 2:** Compra directa por el usuario:
El usuario compra el medidor por completo, asumiendo el costo total al momento de la instalación.
- iii. **Opción 3:** Subsidio parcial solo por el operador de red:
El costo del medidor es subsidiado parcialmente por el operador de red. El usuario pagará el resto en cuotas fijas mensuales, que pueden disminuir si el consumo se desplaza a horas valle.

6.2.2 Variables comunes y referencias para cálculos de opciones

6.2.2.1 Variables comunes.

- C_m : Costo total del medidor inteligente.

Este valor representa el costo completo de adquisición e instalación del medidor inteligente. Incluye todos los componentes necesarios, como el dispositivo, la instalación, el mantenimiento inicial y cualquier otro gasto relacionado. El medidor inteligente es fundamental para la implementación de la infraestructura avanzada de medición, ya que permite la recopilación y transmisión de datos en tiempo real sobre el consumo de energía.

- S_g : Subsidio del Gobierno (en porcentaje).

Este término se refiere al porcentaje del costo total del medidor inteligente que es cubierto por el Gobierno. El subsidio del Gobierno es una estrategia para incentivar la adopción de tecnologías avanzadas por parte de los usuarios finales, reduciendo la carga financiera directa sobre ellos. Este subsidio puede variar dependiendo de la política energética y los objetivos de sostenibilidad del país.

- S_o : Subsidio del operador de red (en porcentaje).

Similar al subsidio del Gobierno, el operador de red también puede contribuir financieramente al costo del medidor inteligente. Este subsidio busca alinear los intereses del operador con los objetivos de modernización de la red, al tiempo que facilita la implementación de nuevas tecnologías que beneficien tanto al operador como a los usuarios. El subsidio del operador de red se expresa como un porcentaje del costo total del medidor.

- Q : Cuota mensual fija sin descuentos.

La variable Q representa el monto que el usuario debe pagar mensualmente por el medidor inteligente, antes de aplicar cualquier tipo de descuento o ahorro adicional. Este valor se obtiene dividiendo el costo total neto del medidor, después de aplicar los subsidios gubernamentales y del operador, entre el número total de cuotas acordadas para el financiamiento.

- A_h : Ahorro mensual del usuario por consumir en horas valle.

A_h denota el ahorro que el usuario puede obtener al ajustar su consumo de energía hacia las horas valle, que son períodos de menor demanda en la red eléctrica. Este ahorro es un incentivo adicional para que los usuarios adopten hábitos de consumo más eficientes, lo que a su vez puede reducir la factura mensual de energía y contribuir a la estabilidad de la red.

- T: Número total de cuotas.

La variable T indica el número total de pagos mensuales que el usuario debe realizar para cubrir el costo del medidor inteligente. Este período de financiamiento permite que el costo inicial del medidor se distribuya en el tiempo, haciendo más accesible la adopción de la tecnología para los usuarios.

6.2.2.2 Referencias para los cálculos

Para definir un precio de energía en Colombia, se consideraron dos referencias, el precio en bolsa reportado por el administrador XM y el precio facturado por el comercializador ENEL en la ciudad de Bogotá, usando una factura del servicio con valor aplicado al usuario de \$847COP/kWh, para el estrato 3 en el periodo de junio a julio de 2024.

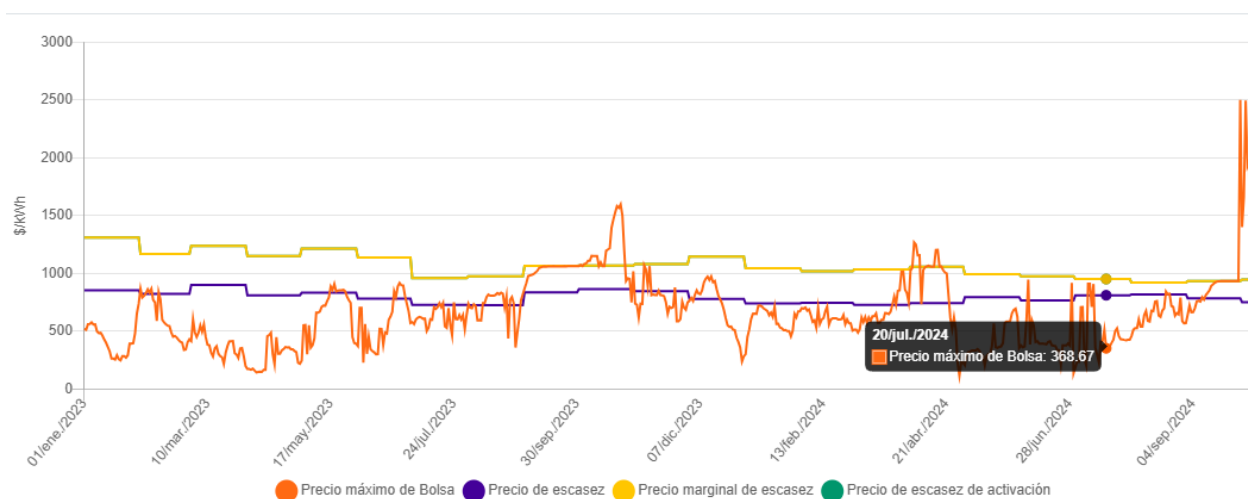


Figura 12. Precio en bolsa de electricidad para Colombia
Fuente: XM - Colombia

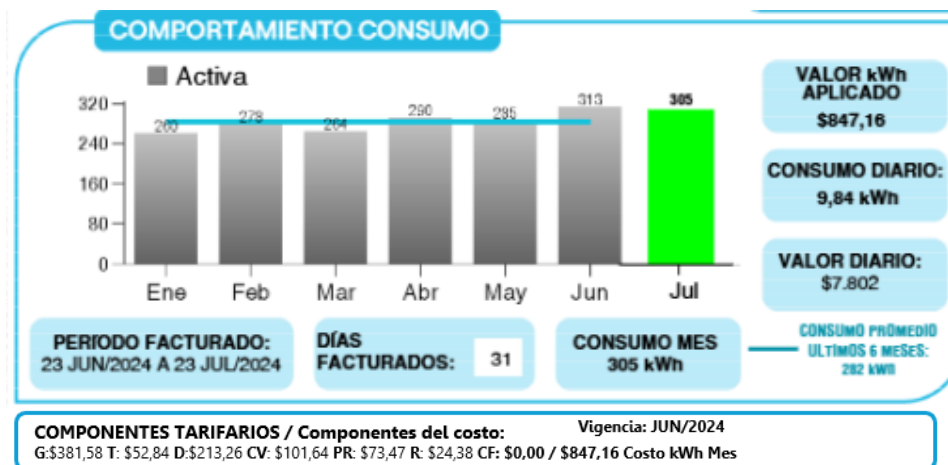


Figura 13. Costo Energía para usuario residencial
Fuente: ENEL

Para estimar los precios de la energía en horas valle y horas pico se revisaron países que usan en la actualidad la fijación del precio por Tiempo de Uso. La tarifa «TOU» por sus siglas en inglés, esta consiste en una tarifa por unidad de consumo que se difiere en bloques de tiempo [47]. Se tomó como referencia España, ya que como indica la siguiente gráfica sus precios promedio en verano de 2024 para las franjas pico, reflejaron valores de energía cercanos a la tarifa plana en Colombia, que respondía a señales de sequía y sus consecuencias al limitarse la hidrogenación.



Figura 13. Tarifa dinámica España (11/06/2024)[48].
Fuente: Red Eléctrica de España

| | |
|----------------------------------|--|
| Promedio precios valle | $Tarifa Prom_v = \frac{0.94979}{9} = 0.10553\text{€/kWh}$ |
| Promedio precios en franja media | $Tarifa Prom_m = \frac{0.68512}{5} = 0.13702\text{€/kWh}$ |
| Promedio precios pico | $Tarifa Prom_p = \frac{1.64295}{10} = 0.16429\text{€/kWh}$ |

Para calcular los precios supuestos en horas valle y pico de Colombia se aplicará a la tarifa plana los siguientes porcentajes:

- Porcentaje de aumento al precio pico: 19.90%
- Porcentaje de disminución al precio valle: -22.95%

6.2.3 Cálculo del ahorro por consumo eléctrico en horas valle

Se debe calcular el ahorro alcanzado por el usuario debido al desplazamiento del consumo a horas valle, descontando este ahorro mensual de la factura del usuario con meta a cubrir el costo del medidor inteligente en las opciones de financiamiento con subsidio parcial.

El cálculo del ahorro mensual « A_h » para un usuario que consume energía en horas valle, utilizando un medidor inteligente y comparándolo con una tarifa plana ofrecida a usuarios sin medidores inteligentes, se detalla en el siguiente numeral.

6.2.3.1 Tarifa Plana Sin Medidor Inteligente

La tarifa plana es un precio fijo por kWh que se cobra independientemente del momento del día en que se consume la energía. Se definen las siguientes variables:

- E : Energía total consumida en el mes (en kWh).
- P_f : Precio de la tarifa plana por kWh.

El costo mensual bajo una tarifa plana es:

$$C_{plano} = E \times P_f$$

6.2.3.2 Tarifas Diferenciadas Con Medidor Inteligente

Con un medidor inteligente, las tarifas pueden variar según la hora del día (horas pico y horas valle). Se definen las siguientes variables adicionales:

- E_p : Energía consumida en horas pico (en kWh).
- E_v : Energía consumida en horas valle (en kWh).
- P_p : Precio en horas pico (por kWh).
- P_v : Precio en horas valle (por kWh).

El costo mensual con tarifas diferenciadas sería:

$$C_{diferenciado} = (E_p \times P_p) + (E_v \times P_v)$$

6.2.3.3 Cálculo del ahorro mensual « A_h »

El ahorro mensual al utilizar un medidor inteligente, comparado con la tarifa plana, se puede calcular como la diferencia entre el costo con la tarifa plana y el costo con tarifas diferenciadas:

$$A_h = C_{plano} - C_{diferenciado}$$

Sustituyendo las expresiones anteriores:

$$A_h = (E \times P_f) - (E_p \times P_p + E_v \times P_v)$$

Con esta formulación podemos realizar un cálculo del ahorro en el recibo mensual de un usuario residencial en Bogotá estrato 3.

- *Energía total consumida: $E = 305 kWh$*
- *Consumo en horas pico: $E_p = 120 kWh$*
- *Consumo en horas valle: $E_v = 185 kWh$*
- *Tarifa plana: $P_f = 847,16 \$/kWh$*
- *Tarifa en horas pico (+19.90%): $P_p = 1016,17 \$/kWh$*
- *Tarifa en horas valle (-22.95%): $P_v = 652,88 \$/kWh$*

Tabla 4. Cálculo de ahorro mensual con tarifas diferenciadas
Costos de consumo eléctrico diferenciado Vs tarifa plana

| | |
|---------------------------------|--|
| Costo con tarifa plana | $C_{plano} = E \times P_f$ $C_{plano} = 305 \times 847,16 = \$258,383 \text{ COP}$ |
| Costo con tarifas diferenciadas | $C_{diferenciado} = (E_p \times P_p) + (E_v \times P_v)$ $C_{diferenciado} = (120 \times 1016,33) + (185 \times 652,88) = \$242,742 \text{ COP}$ |
| Ahorro mensual | $A_h = C_{plano} - C_{diferenciado}$ $A_h = \$258,383 - \$242,742 = \$15,641 \text{ COP}$ |

Fuente: Elaboración propia

En este caso, el usuario ahorraría \$15,641 COP al mes al utilizar un medidor inteligente asignando el 40% de su consumo total a horas pico y el resto en horas valle, generando un ahorro para este caso particular del 6,05%.

6.2.4 Opción 1: Subsidio parcial por el Gobierno y el operador de red

El costo del medidor es subsidiado parcialmente por el Gobierno y el operador de red. El usuario pagará el resto en cuotas fijas mensuales, que pueden disminuir si el consumo se desplaza a horas valle.

Tabla 5. Opción 1
Subsidio parcial por el Gobierno y el operador de red

| | |
|--|---|
| Costo total a financiar por el usuario « C_u »: | $C_u = C_m \times (1 - S_g - S_o)$ |
| Cuota mensual fija sin descuentos « Q »: | $Q = \frac{C_u}{T}$ |
| Cuota mensual con ahorro por consumo en horas valle « Q_{final} »: | $Q_{final} = Q - A_h$ |
| Fórmula completa: | $Q_{final} = \left(\frac{C_u = C_m \times (1 - S_g - S_o)}{T} \right) - A_h$ |

Fuente: Elaboración propia

6.2.5 Opción 2: Compra directa por el usuario

El usuario compra el medidor por completo, asumiendo el costo total al momento de la instalación. La implementación de tarifas dinámicas permite a los usuarios optimizar su consumo energético a cambio de un costo potencialmente variable, favoreciendo el valor de la factura eléctrica en la medida que logre evitar los consumos en horas pico.

Tabla 6. Opción 2

| Compra directa por el usuario | |
|--|--|
| Costo total a financiar por el usuario « C_u »: | $C_u = C_m$ |
| Cuota mensual fija sin descuentos « Q »: | $Q = \frac{C_u}{T}$ |
| Cuota mensual con ahorro por consumo en horas valle « Q_{final} »: | $Q_{final} = Q - A_h$ |
| Fórmula completa: | $Q_{final} = \left(\frac{C_m}{T} \right) - A_h$ |

Fuente: Elaboración propia

6.2.6 Opción 3: Financiación parcial por el operador de red

El costo del medidor es subsidiado parcialmente solo por el operador de red. El usuario pagará el resto en cuotas fijas mensuales, que pueden disminuir si el consumo se desplaza a horas valle.

Tabla 7. Opción 3

| Financiación parcial por operador de red | |
|--|---|
| Costo total a financiar por el usuario « C_u »: | $C_u = C_m \times (1 - S_o)$ |
| Cuota mensual fija sin descuentos « Q »: | $Q = \frac{C_u}{T}$ |
| Cuota mensual con ahorro por consumo en horas valle « Q_{final} »: | $Q_{final} = Q - A_h$ |
| Fórmula completa: | $Q_{final} = \left(\frac{C_u = C_m \times (1 - S_o)}{T} \right) - A_h$ |

Fuente: Elaboración propia

6.2.7 Consideraciones

- i. Límite inferior para cuota mensual:

En todas las opciones, la cuota mensual final Q_{final} no debe ser menor que cero. Si el ahorro por consumo en horas valle A_h es mayor que la cuota mensual fija Q , la cuota mensual se considera cero.

$$Q_{final} = (0, Q - A_h)$$

- ii. Ajuste de ahorro por horas valle:

El ahorro A_h depende de la cantidad de energía consumida en horas valle y de la diferencia de precio entre horas pico y horas valle. Es importante monitorear y ajustar este valor según el comportamiento del consumo de los usuarios y las tarifas aplicadas.

- iii. Duración del financiamiento:

El número de cuotas T debe ser acordado previamente y puede variar según las políticas de la empresa y las necesidades del usuario.

6.2.8 Ejemplo de aplicación e impacto

En un caso hipotético, donde el costo del medidor inteligente es de 600.000 COP, y se obtiene un subsidio del Gobierno del 20% ($S_g = 0,2$), un subsidio del operador de red del 30% ($S_o = 0,3$), y un número total de cuotas de 24 meses ($T = 24$). Si el usuario ahorró \$15,641 COP al mes por consumir en horas valle ($A_h = 15,641 COP$):

- i. **Opción 1:** Subsidio parcial por el Gobierno y el operador de red

$$C_u = 600.000 \times (1 - 0.2 - 0.3) = 600,000 \times 0.5 = 300,000 COP$$

$$Q = \frac{300,000}{24} = 12,500 COP$$

$$Q_{final} = 12,500 - 15,641 = 0 COP^3$$

³ El límite inferior de la cuota no debe ser menor que cero, el crédito a favor deberá reflejarse en la factura disminuyendo el valor total, para este caso \$3,141 COP.

ii. **Opción 2:** Compra directa por el usuario

$$C_u = 600,000 \text{ COP}$$

$$Q = \frac{600.000}{24} = 25,500 \text{ COP}$$

$$Q_{final} = 25,000 - 15,641 = 9,359 \text{ COP}$$

iii. **Opción 3:** Financiación parcial por el operador de red

$$C_u = 600,000 \times (1 - 0.3) = 600.000 \times 0,7 = 420,000 \text{ COP}$$

$$Q = \frac{420.000}{24} = 17,500 \text{ COP}$$

$$Q_{final} = 17,500 - 15,641 = 1,859 \text{ COP}$$

Estas fórmulas permiten adaptar el modelo a diferentes escenarios de subsidios y ahorros, facilitando su implementación y ajuste según las condiciones específicas que los lineamientos de la CREG determinen, respecto al plan de despliegue y su financiación.

Las siguientes figuras, analizan cuánto representa porcentualmente la cuota de las opciones 1, 2 y 3 (barras) respecto a lo que pagaron en promedio mensualmente los usuarios por estrato y departamento, durante el año 2023 (línea azul). El énfasis es residencial por tanto el medidor de referencia es electromecánico.

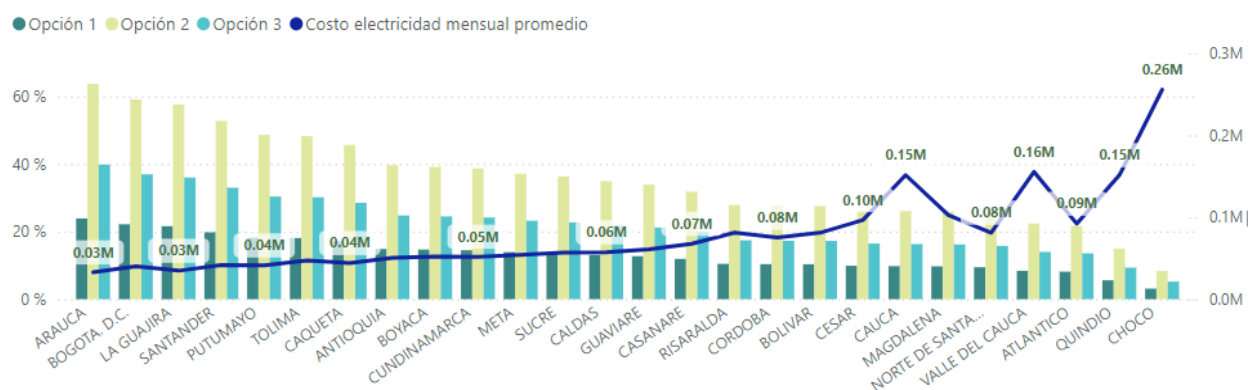


Figura 14 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Bajo-Bajo»

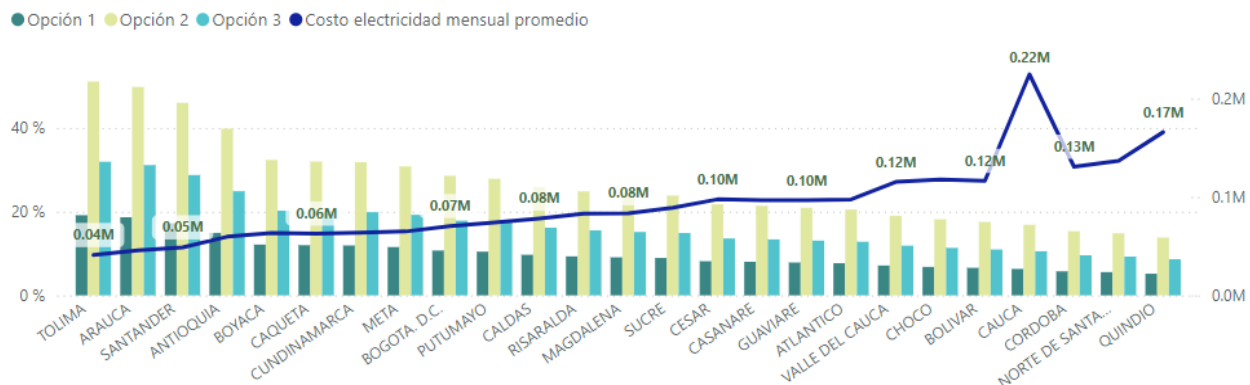


Figura 15 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Bajo»

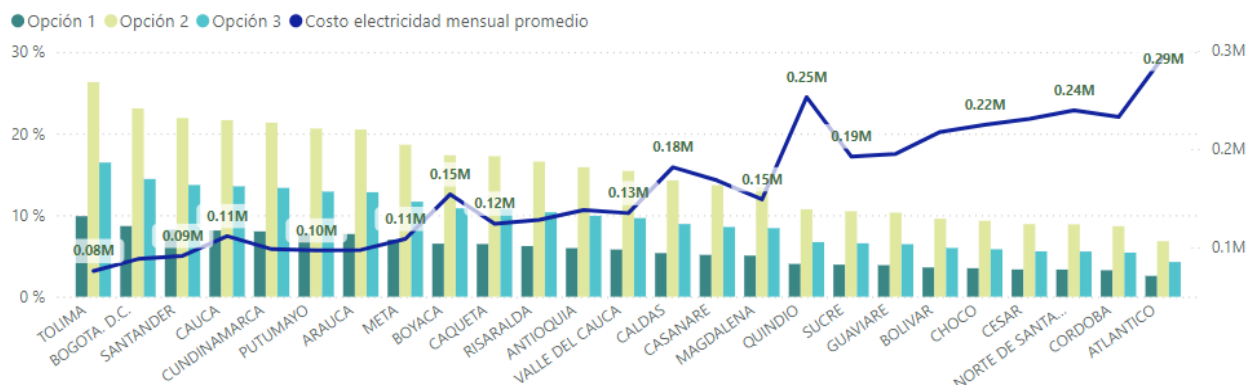


Figura 16 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Medio-Bajo»

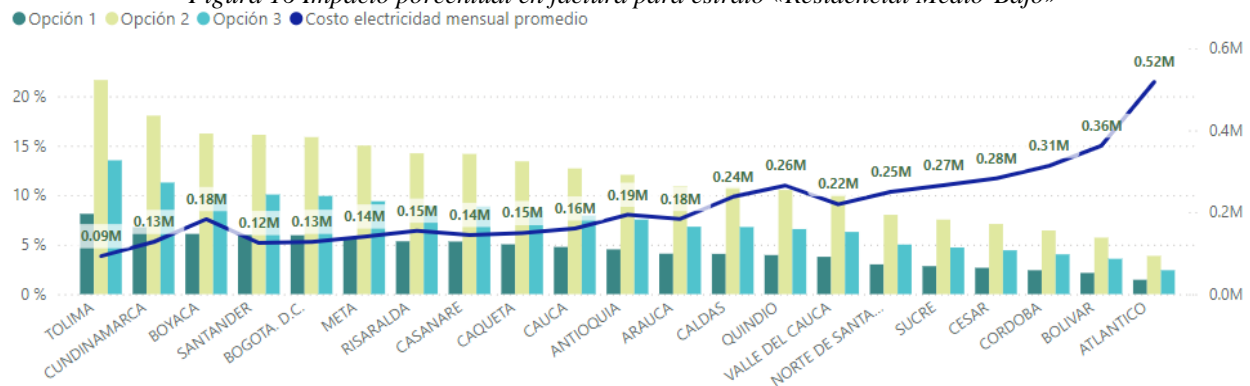


Figura 17 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Medio»

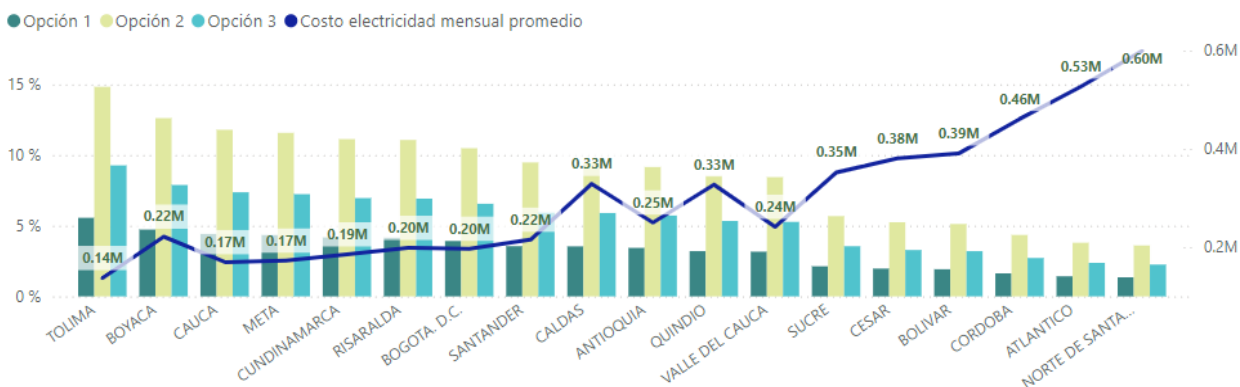


Figura 18 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Medio-Alto»

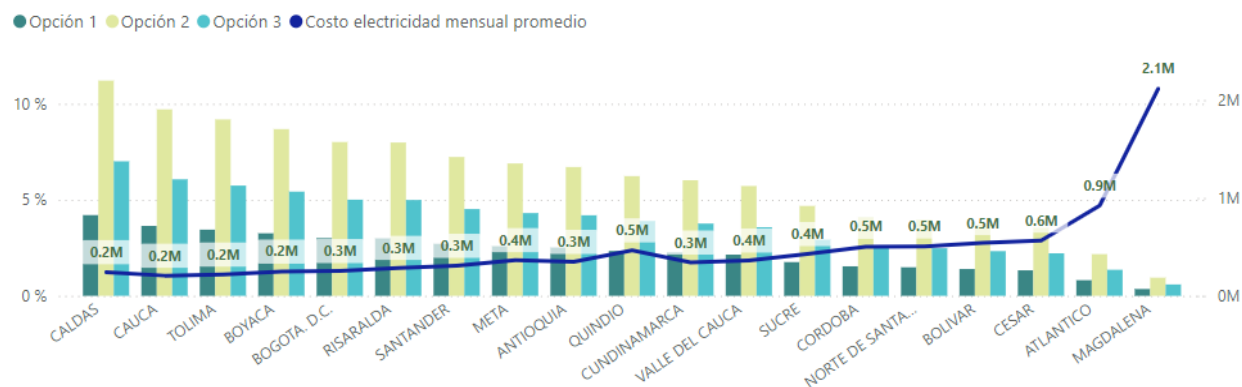


Figura 19 Impacto porcentual en factura para estrato «Residencial Alto»

Fuente: Elaboración propia a partir de data SUI

Los gráficos anteriores resultan útiles para evidenciar el impacto económico de la implementación de medidores inteligentes, ya que ilustran cómo las cuotas mensuales asociadas a su instalación afectan de manera desigual a los diferentes estratos socioeconómicos, lo que resalta la importancia de los esfuerzos subsidiarios en los estratos bajos. Estos esfuerzos son esenciales para asegurar que la adopción de medidores inteligentes no represente una carga adicional significativa para los usuarios más vulnerables. Si bien los incrementos en la factura por el costo del medidor podrían ser mitigados parcialmente mediante el ajuste en los patrones de consumo durante las horas valle, su efectividad depende en gran medida de la elasticidad de la demanda [49]. En este sentido, las franjas tarifarias deben ser diseñadas de manera que resulten lo suficientemente atractivas para inducir cambios en el comportamiento del consumo, de modo que los beneficios del medidor inteligente se distribuyan de manera equitativa entre los usuarios, especialmente en los estratos bajos.

Es crucial que, una vez el operador de red obtenga los beneficios económicos derivados de la eficiencia alcanzada por la implementación de medidores inteligentes, se genere una señal clara al ente regulador. Esta señal deberá ser el punto de partida para definir, de qué manera y en qué cantidad dichos beneficios pueden ser transferidos al usuario a través de la tarifa. Este proceso permitirá que los ahorros generados por la mejora en la eficiencia y operación del sistema se reflejen en los costos que los usuarios deben afrontar, promoviendo una distribución más transparente de los beneficios de la tecnología.

6.2.9 Repercusiones de la elasticidad en la demanda

La elasticidad precio de la demanda es un aspecto fundamental que considerar al evaluar los beneficios económicos esperables de cualquiera de las tres opciones propuestas para la instalación de medidores inteligentes. Este concepto indica cómo los usuarios responden a cambios en el precio de la electricidad [50] y será una señal confiable a medida que se obtengan datos reales con las pruebas piloto de despliegue, las repercusiones de la elasticidad se volverán más evidentes, especialmente en regiones con creciente penetración de energías renovables.

Opción 1: Subsidio parcial por el Gobierno y el Operador de Red: Al disminuir el costo inicial que los usuarios deben asumir, es probable que más personas sean receptivas a instalar el medidor inteligente, incluso si no están dispuestos a modificar su comportamiento de consumo. Sin embargo, si la elasticidad de la demanda es baja, puede que los usuarios no respondan de manera significativa a esta opción, limitando el impacto del subsidio [51]. Las pruebas piloto serán clave para determinar si los subsidios logran incentivar la adopción de medidores inteligentes y si esta adopción conlleva un uso más eficiente de la energía. Este enfoque puede ser especialmente beneficioso en estratos socioeconómicos más bajos, donde la carga financiera de adquirir un medidor inteligente puede ser un obstáculo importante. Sin embargo, si los usuarios no perciben los beneficios a largo plazo de la tecnología, como ahorros en sus facturas energéticas, la respuesta podría ser limitada.

Opción 2: Compra directa por el Usuario: La opción de compra directa por el usuario puede presentar una elasticidad más alta, ya que los consumidores suelen ser sensibles a los precios y pueden modificar su decisión de compra en respuesta a los costos asociados [52]. Dado que esta opción requiere que los usuarios cubran el costo total del medidor, la elasticidad de la demanda será crucial para determinar cuántos usuarios están dispuestos a realizar esta inversión. En regiones con alta penetración de energías renovables, como en algunas zonas de la región Andina, los usuarios podrían beneficiarse de incentivos o descuentos adicionales si la generación de energía es alta durante ciertos períodos. Esto podría fomentar una mayor adopción al reducir el costo total de adquisición, haciendo que la opción de compra directa sea más atractiva.

Opción 3: Financiación parcial por el Operador de Red: La opción de financiación parcial por el operador de red puede influir positivamente en la elasticidad de la demanda, ya que permite a los usuarios adquirir el medidor inteligente sin un desembolso inicial significativo. Esta opción puede hacer que la tecnología sea más accesible para una mayor cantidad de usuarios, especialmente aquellos de estratos bajos y medios. Si las pruebas piloto muestran que los usuarios responden favorablemente a este modelo de financiación, es probable que la aceptación de la AMI aumente considerablemente. Además, en regiones donde las energías renovables están integradas en la red, el operador podría ofrecer tarifas ajustadas que reflejen los costos reducidos durante las horas de mayor generación [53], incentivando a los usuarios a elegir esta opción de financiación.

6.3 Iniciativas piloto de medición inteligente en Colombia

En la siguiente tabla se presentan proyectos piloto en Colombia, realizados por comercializadores, así como por alianzas comerciales entre empresas de tecnología y servicios con operadores de red.

Tabla 8. Proyectos piloto de medición inteligente en Colombia

| Nombre del proyecto | Empresa desarrolladora | Ubicación |
|--|--|---------------------------------|
| Piloto Smart Metering | CODENSA S.A E.S.P | Bogotá D.C |
| Tecnificación de la medida | Electricaribe (AFINIA - Air-e) | Atlántico |
| Intelligent Supervision and Advanced Control (ISAAC) | XM | Antioquia |
| Proyecto Piloto de Medición Inteligente Multiservicio | EPM | Antioquia |
| Estudio de Protocolo IPV6 en el Modelo de Datos de Dominio de Distribución de la Smart Grid | Universidad del Valle | Valle |
| Interconexión en los segmentos de acceso y backbone de la red de telecomunicaciones de la Smart Grid | INTERNEXA S.A | Antioquia |
| Proyecto Infraestructura de Medición Avanzada «AMI» sobre plataforma TWACS | ACLARA PLS | Valle |
| Proyecto piloto: Gestión de 1MW de Demanda en Sitio | Innovari | Valle |
| Interoperabilidad de medidores con DLMS COSEM y protocolo PLC PRIME | Electricaribe (AFINIA - Air-e) | Atlántico - Bolívar - Magdalena |
| Perfil Colombiano 61850 | CODENSA S.A E.S.P Universidad Nacional de Colombia Sede Medellín | Colombia |

| Nombre del proyecto | Empresa desarrolladora | Ubicación |
|---|---|---|
| Piloto Smart Meter con Protocolo DLMS Cosem PRIME | Electricaribe (AFINIA - Air-e) | Guajira, Cesar, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Córdoba, Sucre |
| Proyecto Implementación del Centro de Gestión de la Medida | Empresa de Energía del Pacífico EPSA | Valle |
| Desarrollo de un sistema electrónico inteligente de medición y administración de energía eléctrica a usuarios finales | Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico de la Industria Electrónica y TICs CIDEI | Cundinamarca |
| Arquitectura de software para gestión y medición del consumo de energía | OnGreen Colombia | Valle |

Fuente: [17]

Existen nuevos mercados y emprendimientos que se abren paso, en sintonía con las políticas y metas nacionales para lograr eficiencia y gestión de la demanda, uno de estos casos es el proyecto de EMCALI para la instalación de medidores inteligentes «AMI» en Cali y su zona de influencia, adjudicado a la «Unión Temporal AMI 2022» por un valor de \$215.879.358.926, tiene como objetivo reducir las pérdidas de energía, que anualmente afectan el flujo de caja en \$40.000 millones¹. Este sistema avanzado de medición permitirá a los usuarios monitorear su consumo en línea y acceder a diversas modalidades de facturación, además de mejorar la eficiencia energética y la detección de intervenciones no autorizadas [54].

Un emprendimiento colombiano «Quoia», es capaz de procesar 8,000 datos por segundo para promover la eficiencia energética. Colombia, aunque solo emite el 0.5% de los gases de efecto invernadero globales, se ha comprometido a alcanzar cero emisiones de carbono para 2050. Este medidor inteligente utiliza inteligencia artificial y analítica de datos para proporcionar a los usuarios un control en tiempo real de su consumo energético, lo que permite una gestión más eficiente y la reducción de la huella de carbono. El dispositivo se presentó en mayo de 2023 [55].

El proyecto de eficiencia energética de Celsia en Honda, Tolima, buscó mejorar la calidad del servicio mediante la modernización de las redes de distribución, la normalización de instalaciones irregulares y la instalación de medidores inteligentes. Esta iniciativa, sin costo para los clientes, reducirá la sobrecarga de los transformadores y mejorará la seguridad y confiabilidad del suministro eléctrico. Los barrios beneficiados incluyen Concordia, Obrero, El Reposo, entre otros [56].

Bia Energy, una *startup* colombiana, ha sido recientemente admitida en la red de emprendedores Endeavor en 2024. Esta empresa se destaca por su modelo de negocio innovador que utiliza algoritmos de *big data* y aprendizaje automático para monitorear el consumo energético en tiempo real y proporcionar recomendaciones para mejorar la eficiencia energética. Bia Energy ha recibido más de 20 millones de dólares en inversiones y busca transformar la industria energética al empoderar a los usuarios con tecnología avanzada y un enfoque centrado en el consumidor [57].

6.4 Estrategias de divulgación y posicionamiento de «AMI»

Se considera pertinente incorporar programas de fidelización y recompensas, con el objetivo de incentivar a los usuarios a adoptar «AMI» mediante las siguientes iniciativas:

- i. Descuentos en facturas: Educar y estimular el consumo y control de la demanda de energía «Gestión de la Demanda» en horas valle para disfrutar de descuentos en las facturas de energía para usuarios que instalen medidores inteligentes.
- ii. Puntos de recompensa: Crear un sistema de puntos que se acumulen con el uso eficiente de la energía, canjeables por productos o servicios.
- iii. Sorteos y premios: Realizar sorteos y premiar a los usuarios que adopten «AMI» y logren ser modelos de referencia en los cambios de hábitos de consumo.

Establecer alianzas con empresas y organizaciones para promover la adopción de «AMI», esto puede ser aplicado por medio de:

- i. Paquetes tecnológicos: Asociarse con empresas de tecnología para ofrecer paquetes promocionales que incluyan «AMI» y dispositivos de hogar inteligente.
- ii. Acuerdos con bancos: Establecer convenios con bancos para ofrecer financiamiento a tasas preferenciales para la adquisición de «AMI», alternativas a las ofrecidas por el operador.
- iii. Socios comerciales: Colaborar con grandes minoristas y supermercados para ofrecer descuentos en productos a usuarios que instalen «AMI».

Campañas publicitarias focalizadas con el objetivo de llegar a los usuarios renuentes mediante las siguientes estrategias:

- i. Publicidad segmentada en redes sociales: Utilizar datos demográficos y de comportamiento para segmentar la publicidad en redes sociales, según los motivos de resistencia, con estrategias simples y modernas que combatan creencias no técnicas.
- ii. Correo directo y electrónico: Enviar correos directos y electrónicos personalizados que expliquen las opciones de financiamiento y los beneficios del cambio.
- iii. Testimonios y casos de éxito: Compartir testimonios y casos de éxito de usuarios que ya han adoptado los «AMI», destacando el ahorro y la mejora en la gestión energética.

Asegurar la generación de los mensajes clave, respecto a los beneficios de los «AMI» en cuanto a:

- i. Ahorro económico: Reducción en las facturas de energía mediante el uso eficiente del servicio, así como del beneficio de cambiar hábitos de consumo aprovechando tarifas horarias.
- ii. Control y transparencia: Información detallada sobre el consumo de energía, permitiendo un control total sobre el gasto [58].
- iii. Sostenibilidad: Contribución al cuidado del medio ambiente mediante la reducción del consumo eléctrico y de la huella de carbono del sistema al evitar operaciones en campo de personal, midiendo, reparando, reestableciendo servicios eléctricos, entre otros.

Apalancar las campañas de publicitarias, dejando claro los mecanismos de financiamiento, que procuran por la economía del usuario (varía según la opción elegida).

- i. Flexibilidad: Diferentes opciones de financiamiento adaptadas a las necesidades y posibilidades de cada usuario.
- ii. Ahorro acumulativo: Posibilidad de reducir el costo del medidor mediante el ahorro en el consumo de energía, bonos redimibles con alianzas comerciales, y disminución de los costos del servicio.
- iii. Apoyo gubernamental: Subsidios y programas de apoyo con los diferentes canales institucionales que deban intervenir para facilitar la adopción de tecnología inteligente.

6.5 Seguridad y privacidad de la información «AMI»

La importancia de las Tecnologías de la Información y Comunicaciones «TIC» respecto a «AMI» conlleva muchos beneficios, pero también nuevos retos para la distribución eléctrica, siendo especialmente relevantes los relativos a seguridad y privacidad [59]. El despliegue de esta importante tecnología para la eficiencia energética es sensible y requiere garantías de seguridad.

La seguridad de los datos de los medidores inteligentes debe seguir algunos principios generales, como la confidencialidad, la integridad, la disponibilidad, la responsabilidad y la privacidad [60].

Según lo reseñado por L. Ojea:

En un solo hogar, puede haber varios dispositivos inteligentes conectados a la electricidad a través de un medidor inteligente. Si alguien toma el control de ese medidor, podría desactivar su sistema de alarma, ver cuánta energía está utilizando o acumular su factura. Por citar un ejemplo de la vida real, en 2009 un hackeo masivo de contadores inteligentes en Puerto Rico trajo como consecuencia robos de electricidad generalizados y numerosas facturas fraudulentas [61, Párr. 7].

Tabla 9. Aspectos de seguridad de «AMI»

| Aspecto de seguridad | Descripción |
|-----------------------------|--|
| Privacidad | Privacidad significa que los datos se recopilan, utilizan y comparten de una manera que respeta los derechos y preferencias de los usuarios. |
| Confidencialidad | La confidencialidad significa que solo las partes autorizadas pueden acceder a los datos |
| Integridad | Integridad significa que los datos son precisos y consistentes, y que cualquier cambio se detecta y corrige. |
| Disponibilidad | La disponibilidad significa que los datos son accesibles y utilizables cuando sea necesario. |
| Responsabilidad | La rendición de cuentas significa que las acciones y responsabilidades de las partes involucradas en el ciclo de vida de los datos son trazables y auditables. |

Fuente [60]

En atención a la relevancia que presenta la seguridad en los sistemas de medición inteligente y en el internet de la energía, que transporta la información y cuenta con la capacidad de alterar los

funcionamientos de todo aquello alimentado por esta tecnología, resulta importante garantizar fortaleza en los siguientes aspectos.

- i. Expertos en Seguridad: Involucrar a expertos en ciberseguridad y protección de datos como portavoces en la campaña y como parte del GIDI, para ofrecer credibilidad y autoridad.
- ii. Alianzas con Organizaciones: Establecer alianzas con asociaciones de consumidores, organizaciones de protección de datos, y universidades para respaldar y validar las medidas de seguridad implementadas.
- iii. Testimonios de Usuarios: Estudiar de forma oportuna historias de usuarios que dan testimonio de una presunta vulneración, para reforzar o construir mecanismos de defensa en las plataformas y protocolos de transmisión de datos.

Así mismo, se considera que la confianza debe estar fundamentada en la constancia e institucionalidad de los actores involucrados con la seguridad del internet de la energía con un lineamiento de transparencia y compromiso continuo

- i. Auditorías y Certificaciones: Publicar los resultados de auditorías independientes sobre la seguridad de los sistemas «AMI» y destacar certificaciones obtenidas de organismos reconocidos.
- ii. Actualización Constante: Comunicar de manera proactiva cualquier actualización o mejora en las medidas de seguridad y privacidad, demostrando un compromiso constante con la protección de los usuarios.
- iii. Canales de Feedback: Crear canales donde los usuarios puedan expresar sus preocupaciones y obtener respuestas rápidas y claras sobre temas de seguridad y privacidad, apoyados en consultas frecuentes e inteligencia artificial.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

Una de las principales limitaciones para lograr una gestión de la demanda eficaz es la carencia de información detallada y en tiempo real sobre el consumo eléctrico, lo cual impide la implementación de tarifas dinámicas. Sin esta capacidad, las tarifas unificadas tradicionales permanecen en vigor, afectando tanto a los usuarios finales, que enfrentan costos desproporcionados sin lugar a elasticidad en la demanda, así como a los generadores, que deben gestionar picos de demanda sin la capacidad de respuesta adecuada. La falta de estímulos para cambiar los hábitos de consumo, derivada de la ausencia de tarifas dinámicas, genera una presión adicional sobre el sistema eléctrico, obligando a ampliar la capacidad de generación eléctrica para momentos de alta demanda. Estas inversiones impactan negativamente a todos los actores del sistema eléctrico.

Los medidores convencionales instalados en Colombia no ofrecen la capacidad de medición y monitoreo en tiempo real que «AMI» proporciona. Esto impide que los operadores del sistema puedan identificar y atender de manera proactiva las afectaciones en la red, como ocurre con los medidores de disco o electrónicos convencionales. En muchos casos, los usuarios son los encargados de informar sobre los daños o anomalías que usualmente se reportan cuando afectan al usuario, no cuando afectan al comercializador.

Desde la dimensión regulatoria, el marco legal actual del sistema eléctrico colombiano presenta barreras principalmente sobre la financiación del despliegue que deja vacíos sobre este fundamental aspecto de la implementación de «AMI», sobre este particular, este documento intenta aportar alternativas prácticas considerando que los beneficios e intereses son multidimensionales. Lograr avanzar en el despliegue de esta infraestructura es fundamental para la optimización del uso de los recursos eléctricos del país, una vez el despliegue sea significativo, serán notorios los beneficios en calidad para el usuario, eficiencia para el operador y productiva para el estado.

En cuanto a la dimensión del usuario, es crucial comprender y estar al tanto de las sensibilidades y medios de difusión de estas respecto a las expectativas, necesidades y resistencias

de los consumidores de cara a la implementación de «AMI». También es importante abordar las creencias no técnicas que motivadas por intereses económicos o políticos pueden causar reactividad a la adopción de esta tecnología. Los beneficios de «AMI» y las tarifas dinámicas, desde la perspectiva del usuario, incluyen la posibilidad de movilizar el consumo en función de tarifas basadas en la demanda, lo que podría reducir los costos y mejorar la eficiencia energética.

Desde la perspectiva de la industria, la capacidad de la cadena de suministro para proporcionar «AMI» y sistemas asociados debe ser asegurada. Identificar los desafíos y oportunidades que la industria enfrenta en la implementación de «AMI» es esencial, pues los reprocesos u obsolescencia temprana de dispositivos o sistemas en la medición inteligente son de un gran costo económico y político. La implementación de «AMI» y tarifas dinámicas puede ofrecer significativas oportunidades de negocio y eficiencia energética, además de ser un paso fundamental para el establecimiento de redes inteligentes «*Smartgrids*» en Colombia.

Resulta necesaria una propuesta de ley desde el «MME» para que, bajo las consideraciones técnicas y económicas de las instituciones adscritas al ministerio, pueda del Congreso legislar en función de una opción subsidiaria en la instalación del medidor inteligente, así como beneficiar tarifariamente al usuario de las eficiencias operativas cuando sean probables. El subsidio podrá variar entre otras cosas, según la estratificación eléctrica o región, sin embargo, este elemento por sí solo no puede aportar los beneficios en usuario y mercado que «AMI» representa.

Aunque los posibles incrementos en la factura por el costo del medidor podrían mitigarse parcialmente ajustando el consumo en horas valle, la efectividad de este enfoque depende de la elasticidad de la demanda, por lo que las franjas tarifarias deben ser diseñadas para inducir cambios en el comportamiento de consumo y garantizar que los beneficios del medidor inteligente se distribuyan equitativamente. Además, es crucial que, una vez que el operador de red obtenga los beneficios derivados de la eficiencia de los medidores inteligentes, se genere una señal clara al ente regulador para definir cómo esos beneficios pueden transferirse al usuario a través de la tarifa, asegurando que la modernización beneficie a todos los actores.

Una campaña de marketing y un equipo de gestión del cambio robusto es esencial para la adopción exitosa de «AMI», ya que esto juega un papel fundamental en la sensibilización y educación de los consumidores sobre los beneficios tangibles e intangibles de esta tecnología. Una campaña bien estructurada puede ayudar a desmitificar el uso de «AMI», destacando cómo estos dispositivos permiten a los usuarios ajustar su consumo de manera eficiente y ahorrar en sus facturas. Además, mediante la difusión de casos de éxito y testimonios de usuarios tempranos, la campaña puede generar confianza y entusiasmo en la comunidad, superando resistencias basadas en creencias no técnicas. Al involucrar a todos los actores del sistema eléctrico, la campaña puede también promover un sentido de responsabilidad compartida y colaboración, esencial para la optimización de los recursos eléctricos del país y la creación de un entorno favorable para las tarifas dinámicas y la gestión de la demanda.

CAPÍTULO 8

REFERENCIAS

- [1] «En qué va la implementación de la medición inteligente de energía», Portafolio.co. Accedido: 28 de octubre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.portafolio.co/energia/la-implementacion-de-la-medicion-inteligente-de-energia-a-paso-de-tortuga-610947>
- [2] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Documento CREG-175 Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN.» CREG, 10 de diciembre de 2020. Accedido: 20 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/pdf/doc_creg_0175_2020.pdf
- [3] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «D-002 -2022 Condiciones para la implementación de AMI en el SIN.» CREG, 18 de enero de 2022. Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/\\$FILE/D-002%20-2022%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/$FILE/D-002%20-2022%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN.pdf)
- [4] Universidad Tecnológica de Pereira, «Apoyo en el Estudio y Elaboración de las Bases para Proponer el Agente que debe Desarrollar la Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada - Informe final», CREG, 2019. [En línea]. Disponible en: [https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/609c13118e37efe3052584f9007982c7/\\$FILE/Circular003-2020%20Informe.pdf](https://gestornormativo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/609c13118e37efe3052584f9007982c7/$FILE/Circular003-2020%20Informe.pdf)
- [5] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 003 de 2020», CREG, 24 de enero de 2020. Accedido: 20 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0003_2020.htm
- [6] Congreso de la República, «Ley 1715 de 2014», *Diario Oficial No. 49150*, 13 de mayo de 2014. Accedido: 20 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=57353
- [7] Presidencia de la República, «Decreto 1073 de 2015», *Diario Oficial No 49.523*, 26 de mayo de 2015. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.suin-juriscal.gov.co/viewDocument.asp?ruta=Decretos/30020048>
- [8] Ministerio de Minas y Energía, «Resolución 40072 de 2018», *Diario Oficial No. 50.492*, 29 de enero de 2018. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40072_2018.htm
- [9] Ministerio de Minas y Energía, «Resolución 40483 de 2019», *Diario Oficial No. 50.970*, 30 de mayo de 2019. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40483_2019.htm
- [10] Ministerio de Minas y Energía, «Resolución 40142 de 2020», *Archivo interno entidad emisora*, 21 de mayo de 2020. Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40142_2020.htm

- [11] Comisión de Regulación de Energía y Gas, *Fundamentos y líneas generales de la Resolución 101 001 de 2022*, (25 de mayo de 2022). Accedido: 29 de mayo de 2024. [En línea Video]. Disponible en: <https://www.youtube.com/watch?v=FT09kp5LR-Y>
- [12] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Circular 55 de 2022», *CREG*, 8 de junio de 2022. Accedido: 3 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/circular_creg_0055_2022.htm
- [13] F. Lezama, D. Bairrao, F. Doria, y Z. Vale, «Optimizing Energy Costs in Energy Communities: A Monthly Tariff Clustering Approach», en *2024 22nd International Conference on Intelligent Systems Applications to Power Systems (ISAP)*, sep. 2024, pp. 1-6. doi: 10.1109/ISAP63260.2024.10744371.
- [14] J. Chan, R. Ip, K. W. Cheng, y K. S. P. Chan, «Advanced Metering Infrastructure Deployment and Challenges», en *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*, mar. 2019, pp. 435-439. doi: 10.1109/GTDAsia.2019.8715927.
- [15] S. M. Téllez Gutiérrez, J. Rosero García, y R. Céspedes Gandarillas, «Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades», *Ing. Desarro.*, vol. 36, n.º 2, pp. 469-488, 2018, Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: http://www.scielo.org.co/scielo.php?pid=S0122-34612018000200469&script=sci_arttext
- [16] O. Álvarez, N. Afonso, y A. González-Salas, «La medición inteligente en América Latina y el Caribe», *Banco Interam. Desarro.*, mar. 2023, [En línea]. Disponible en: <file:///C:/Users/kiked/Downloads/La-Medicion-Inteligente-en-America-Latina-y-el-Caribe-Recomendaciones-regulatorias-para-incentivar-el-despliegue-de-la-medicion-inteligente-a-nivel-nacional.pdf>
- [17] S. Bedoya Sánchez, «Estrategias Técnico - Regulatorias para la Implementación de la Infraestructura AMI en el Horizonte 2030 en Colombia», Tesis de maestría, Universidad Nacional de Colombia, 2022. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/81711/1053859181.2022.pdf?sequence=3&isAllowed=y>
- [18] J. J. Álvarez Rey y M. A. Santana Lagos, «Propuesta para la implementación de la tecnología AMI en Villavicencio Colombia», PhD Thesis, Universidad Santo Tomás. Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://repository.usta.edu.co/handle/11634/30033>
- [19] S. N. Lighari, B. B. Jensen, D. M. A. Hussain, y A. A. Shaikh, «Attacks and their defenses for advanced metering infrastructure», en *2014 6th International Congress on Ultra Modern Telecommunications and Control Systems and Workshops (ICUMT)*, oct. 2014, pp. 148-151. doi: 10.1109/ICUMT.2014.7002094.
- [20] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «La publicidad, la protección de datos y el derecho de los consumidores Infraestructura de Medición Avanzada - AMI», Universidad Externado de Colombia, 24 de agosto de 2023. Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.energiaestrategica.com/wp-content/uploads/2023/08/Presentacion-Externado.pdf>
- [21] Comisión de Regulación de Energía y Gas, «Resolución 1001 001 de 2022», *Diario oficial No. 51.972*, 18 de enero de 2022. Accedido: 22 de abril de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.alcaldiabogota.gov.co/sisjur/normas/Norma1.jsp?i=121758&dt=S>
- [22] L. Quintero Bejarano, «Análisis de impacto regulatorio resolución CREG 101 001 de 2022», *Univ. Extern. Colomb.*, 2022, Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://bdigital.uexternado.edu.co/handle/001/13659>

- [23] J. Inga, E. Inga, C. Gómez, y R. Hincapié, «Evaluación de la Infraestructura de Medición y la Respuesta de la Demanda», *Rev. Téc. Energ.*, n.º 12, pp. 262-269, ene. 2016, Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://ez.urosario.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&AuthType=ip&db=fua&AN=112810902&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- [24] A. F. Arciniegas, D. E. Imbajoa, y J. Revelo, «Diseño e implementación de un Sistema de Medición Inteligente para AMI de la microrred de la Universidad de Nariño», *Enfoque UTE*, vol. 8, pp. 300-314, 2017, Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: http://scielo.senescyt.gob.ec/scielo.php?pid=S1390-65422017000100300&script=sci_arttext
- [25] V. Serrano Herrera, «Estudio del impacto y viabilidad de la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para los operadores de red EMCALI y ENEL-CODENSA en el mercado eléctrico colombiano», 2021, Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://repositorio.uniandes.edu.co/entities/publication/3baff0f0-2b8d-4e03-9333-26c58f06a11b>
- [26] J. C. Olivares Rojas, J. A. Noriega Carmona, E. Reyes Archundia, y J. A. Gutiérrez-Gnecchi, «Usabilidad y experiencia de usuario en un portal de un sistema de medición inteligente», *Rev. Alta Tecnol. Soc.*, vol. 11, n.º 1, pp. 9-17, ene. 2019, Accedido: 30 de mayo de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://ez.urosario.edu.co/login?url=https://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&AuthType=ip&db=fua&AN=139927915&lang=es&site=eds-live&scope=site>
- [27] L. Zhang, L. Chen, y Y.-Y. Lv, «Demand Side Response in Residential Areas Considering Energy Profitability and Carbon Emission», en *2024 43rd Chinese Control Conference (CCC)*, jul. 2024, pp. 7245-7250. doi: 10.23919/CCC63176.2024.10662633.
- [28] J. Kwac, J. Flora, y R. Rajagopal, «Household Energy Consumption Segmentation Using Hourly Data», *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 5, n.º 1, pp. 420-430, ene. 2014, doi: 10.1109/TSG.2013.2278477.
- [29] V. C. Gungor *et al.*, «Smart Grid Technologies: Communication Technologies and Standards», *IEEE Trans. Ind. Inform.*, vol. 7, n.º 4, pp. 529-539, nov. 2011, doi: 10.1109/TII.2011.2166794.
- [30] S. Parker, «International Journal of Energy Management», *Assoc. Energy Eng.*, 2020.
- [31] N. Uribe-Pérez, L. Hernández, D. De la Vega, y I. Angulo, «State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids», *Appl. Sci.*, vol. 6, n.º 3, Art. n.º 3, mar. 2016, doi: 10.3390/app6030068.
- [32] B.-B. für W. und Klimaschutz, «Smart Meter: Intelligente Messsysteme für die Energiewende». Accedido: 13 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/smart-meter.html>
- [33] D. N. Sena, Pruna, Madalina, Frant, Oana Francesca, Aprahamian, Arabela, «Impact Assessment on Smart Metering : Data and Methodologies for a Cost-benefit Analysis of Smart Metering Implementation in Romania - National Regulatory Authority for Energy», World Bank. Accedido: 12 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://documents.worldbank.org/pt/publication/documents-reports/documentdetail/099115106022237898/P1568070ad98130d1085a9009a118e3f1c0>
- [34] B. del C. Nacional, «Ley 21.0726 de Chile», *www.bcn.cl/leychile*, 27 de febrero de 2018. Accedido: 17 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.bcn.cl/leychile>
- [35] Departamento Nacional de Planeación, «Guía Metodológica para la Elaboración de Análisis de Impacto Normativo (AIN)». DNP, 2021. [En línea]. Disponible en:

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

- [36] Corte Constitucional de Colombia, «Sentencia C-186-22, M.P. Gloria Stella Ortiz Delgado», *Expediente: D-14399*, 1 de junio de 2022. [En línea]. Disponible en: <https://www.corteconstitucional.gov.co/relatoria/2022/C-186-22.htm>
- [37] A. Luna Geller, «“Imposible soportar más abusos”: queja general de usuarios de energía eléctrica en Cauca por compañía CEO». Accedido: 14 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.las2orillas.co/imposible-soportar-mas-abusos-queja-general-de-usuarios-de-energia-electrica-en-cauca-por-compania-ceo/>
- [38] J. E. Fernández, «Caribe, la región de Colombia que más consumió energía en 2023: este fue el récord histórico que registró», *infobae*. Accedido: 14 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.infobae.com/colombia/2024/01/31/caribe-la-region-de-colombia-que-mas-consumio-energia-en-2023-este-fue-el-record-historico-que-registro/>
- [39] E. Mejía, «El círculo vicioso de robo de luz y tarifas impagables en el Caribe», *La Silla Vacía*. Accedido: 14 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <http://www.lasillavacia.com/silla-nacional/el-circulo-vicioso-de-robo-de-luz-y-tarifas-impagables-en-el-caribe/>
- [40] H. Escobar, «Desde el Caribe radican Acción Popular para evitar “abusos” de Air-e y Afinia en la región», *Caracol Radio*. Accedido: 14 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://caracol.com.co/2024/04/09/desde-el-caribe-radican-accion-popular-para-evitar-abusos-de-air-e-y-afinia-en-la-region/>
- [41] Canal 1, «Abuso en cambios de contadores de luz y agua, ¿cuáles son los derechos de los ciudadanos?», *Canal 1*. Accedido: 14 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://canal1.com.co/programas/sin-carreta/abuso-en-cambios-de-contadores-de-luz-y-agua-cuales-son-los-derechos-de-los-ciudadanos/>
- [42] N. RCN, «Alertan sobre abusos en cobros de tarifas del servicio de energía eléctrica», *Noticias RCN*. Accedido: 14 de junio de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.noticiasrcn.com/colombia/alertan-sobre-abusos-en-cobros-de-tarifas-del-servicio-de-energia-electrica-356888>
- [43] V. Analitik, «Acolgen desmiente a Red de Veedurías sobre precios de energía en bolsa». Accedido: 20 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.valoraanalitik.com/generadores-de-energia-desmienten-a-red-de-veedurias-sobre-precios-de-energia-en-colombia/>
- [44] C. Castillo, «RED+ Noticias - #Tecnología | Por las altas tarifas de los servicios públicos en Colombia se están empezando a usar contadores inteligentes para medir de una manera más precisa y detallada el consumo de los usuarios.», *RED + Noticias*. Accedido: 8 de julio de 2024. [En línea]. Disponible en: https://redmas.com.co/tecnologia/Beneficios-de-cambiar-el-contador-tradicional-por-uno-inteligente-Enel-asegura-que-cuida-su-bolsillo-20240708-0028.html?fbclid=IwY2xjawEy45hleHRuA2FlbQIxMQABHd0egeRCWuL_klQsPIgILOGWq1L12Auml-zLwxTI9PxXZAmM4_MxX1MOMtw_aem_nc1MHzkb5k35yJe_VF2RqA
- [45] XM, «Históricos de demanda». Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.xm.com.co/consumo/historicos-de-demanda>
- [46] A. Yagmur, B. A. Dedetürk, A. Soran, J. Jung, y A. Onen, «Blockchain-Based Energy Applications: The DSO Perspective», *IEEE Access*, vol. 9, pp. 145605-145625, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3122987.

- [47] J. M. M. Paz, G. C. Pantano, y A. A. R. Quete, «Dynamic Electricity Tariff in Distribution Systems: Bibliometric Analysis and Literature Review», en *2022 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, sep. 2022, pp. 1-8. doi: 10.1109/ARGENCON55245.2022.9940015.
- [48] «Precio de la Luz martes 11 de junio de 2024 | infoEnergia», infoEnergia.es. Accedido: 12 de noviembre de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://infoenergia.es/luz/precio-luz-hoy>
- [49] X. Kong, Y. Ren, L. Zhang, Z. Yang, y B. Yang, «A Multi-regional Transmission Congestion Management Method Based on Price Elasticity and Customer Engagement», en *2024 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, jul. 2024, pp. 1-5. doi: 10.1109/PESGM51994.2024.10688725.
- [50] X. Cong, C. Zhao, y L. Su, «Distribution Network Reconfiguration Considering Demand Response Under High Proportion of Clean Energy Access», en *2024 IEEE 7th Information Technology, Networking, Electronic and Automation Control Conference (ITNEC)*, sep. 2024, pp. 1291-1295. doi: 10.1109/ITNEC60942.2024.10733079.
- [51] W. Gao, X. Liang, F. Zhao, y Z. Wang, «Research on Demand Response Mechanism Based on Price Incentive Driven Directrix Load», en *2024 IEEE 4th New Energy and Energy Storage System Control Summit Forum (NEESSC)*, ago. 2024, pp. 231-235. doi: 10.1109/NEESSC62857.2024.10733524.
- [52] S. Xia, Q. Wang, B. Zhu, D. Peng, B. Xu, y H. Zhao, «Considering Demand Response for Collaborative Optimization of Source and Load Operations in High Energy Consuming Enterprises», en *2024 4th Power System and Green Energy Conference (PSGEC)*, ago. 2024, pp. 697-701. doi: 10.1109/PSGEC62376.2024.10721138.
- [53] Y. Wang y Q. Gao, «Optimal Scheduling Considering Demand Response Based on Multi-Energy Complementary Distributed Integrated Energy Management System», en *2024 3rd International Conference on Energy and Electrical Power Systems (ICEEPS)*, jul. 2024, pp. 248-252. doi: 10.1109/ICEEPS62542.2024.10693118.
- [54] Alcaldía de Cali, «Emcali adjudica proyecto de medición inteligente para disminuir pérdidas de energía». Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.cali.gov.co/publicaciones/171417/emcali-adjudica-proyecto-de-medicion-inteligente-para-disminuir-perdidas-de-energia/>
- [55] RTV Noticias, «Medidor de energía: emprendimiento crea un dispositivo». Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.rtvnoticias.com/emprendimiento-colombiano-crea-el-primer-medidor-de-energia>
- [56] Celsia, «Tecnología de medición inteligente de Celsia llega a Honda y es instalada sin costo para el cliente», Celsia. Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://www.celsia.com/es/noticias/tecnologia-de-medicion-inteligente-de-celsia-llega-a-honda-y-es-instalada-sin-costo-para-el-cliente/>
- [57] F. Staff, «Bia Energy es admitida en la red de emprendedores Endeavor», *Forbes Colombia*, 6 de mayo de 2024. Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://forbes.co/2024/05/06/emprendedores/bia-energy-es-admitida-en-la-red-de-emprendedores-endeavor/>
- [58] S. Rana, N. Marjara, y A. Bansal, «Advanced Metering Infrastructure Rollout Strategies & Business Model Adoption: Tata Power-DDL Case Study», en *ISUW 2020*, R. K. Pillai, G. Ghatikar, V. L. Sonavane, y B. P. Singh, Eds., Singapore: Springer Nature Singapore, 2022, pp. 311-325.
- [59] S. Seijo y G. López, «El reto de la ciberseguridad en Infraestructuras de Medición Avanzada», en *SMARTGRIDSINFO*, ene. 2017. Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea].

Disponible en: <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-reto-ciberseguridad-infraestructuras-medicion-avanzada>

[60] LinkedIn, «¿Cómo se pueden proteger los datos de los medidores inteligentes de los ataques cibernéticos?» Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://es.linkedin.com/advice/3/how-can-smart-meter-data-secured-from-cyber?lang=es>

[61] L. Ojea, «La ciberseguridad entra en acción: cómo evitar a los “hackers” en los contadores inteligentes», *El Periódico de la Energía*, 15 de junio de 2019. Accedido: 21 de agosto de 2024. [En línea]. Disponible en: <https://elperiodicodelaenergia.com/la-ciberseguridad-entra-en-accion-como-evitar-a-los-hackers-en-los-contadores-inteligentes/>