

DOCTRINA

## Medición avanzada inteligente, retos al consumo responsable del servicio público domiciliario de energía en Colombia

Advanced metering infrastructure, challenges to the responsible consumption of domestic utilities in Colombia

Judith Sofia Echeverría Molina  y José García-Echeverría 

*Universidad del Norte, Colombia*

**RESUMEN** El objetivo de este artículo es reflexionar acerca del impacto que puede generar, sobre el usuario final del servicio de energía eléctrica en Colombia, las disposiciones de la Resolución 131 del 25 junio del año 2020 (emanadas de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG), en relación con la medición de su consumo, a partir de la instalación de un nuevo sistema de medición avanzada inteligente, AMI. La hipótesis que surge del desarrollo de este trabajo consiste en que las empresas de servicios públicos domiciliarios, en especial las de energía eléctrica, lograrán mayor eficiencia en el cobro de su cartera, aplazamiento de inversiones en infraestructura por parte del Estado. La metodología utilizada para el logro del objetivo central de este artículo es de enfoque cualitativo, centrada en el análisis de la Resolución 131 del 25 junio del año 2020.

**PALABRAS CLAVE** Energía eléctrica, medición inteligente, consumos, servicios públicos domiciliarios.

**ABSTRACT** The objective of this article is to reflect on the impact that the provisions of Resolution 131 of June 25, 2020 (emanating from the Energy and Gas Regulation Commission, CREG), in relation to the measurement of its consumption, based on the installation of a new intelligent advanced metering system, AMI. The hypothesis that arises from the development of this work, consists in that the companies of domestic public utilities, especially those of electric energy, will achieve greater efficiency in the collection of their portfolio, deferral of investments in infrastructure by the State. The methodology used to achieve the central objective of this article is of a qualitative approach, focused on the analysis of Resolution 131 of June 25, 2020.

**KEYWORDS** Electric energy, smart metering, consumption, domestic public utilities.

## El sector de energía eléctrica en Colombia

El sector de energía eléctrica en Colombia está soportado en la generación de las hidroeléctricas. La capacidad de producción energética en el país es de aproximadamente 17.319 MW, en el año 2020 «incluyendo energías alternativas como la solar y eólica, que aún no se han desarrollado en el país de manera suficiente. El 66% de la producción proviene de fuentes hídricas, un 33% de fuentes de generación térmica» (Ramírez, 2020: 3), mientras que en el año 2021 las fuentes hídricas representaron el 85% y las de generación térmica tan solo un 13% (figura 1). Como parte de la política pública de transición energética<sup>1</sup> del gobierno colombiano (2018-2022), se acaban de inaugurar y poner al servicio equipos para fuentes alternativas, pero que aún no lleguen a cubrir gran parte de las necesidades de la demanda del país.<sup>2</sup>

En este aspecto es importante destacar que, gracias a los lineamientos regulatorios,<sup>3</sup> los primeros empresarios en la cadena, es decir, los generadores, no asumen los riesgos de las pérdidas por fraudes y facturas no pagadas por los usuarios finales, entre otras situaciones (Romero y Vargas, 2010). Lo anterior hace que los comercializadores y distribuidores asuman un peso mayor en este mercado, en relación con las pérdidas que se generan en esta etapa final del proceso.<sup>4</sup>

En ese sentido, uno de los retos del Estado es hacer eficiente y suficiente esa producción de energía para todos los usuarios finales del país, con el fin de minimizar las pérdidas comerciales que afectan, no solo la sostenibilidad de las empresas, sino también el recurso hídrico del cual se soporta gran parte de este sistema integrado.

---

1. «Este es el contexto en el que Colombia lanza la transformación de sus sistemas energéticos. Las direcciones de la política son claras: aumentar la participación de las energías renovables no convencionales de menos del 1% a más de 12% en la matriz energética para el 2022; elevar su objetivo de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20% al 51% para 2030; y hacer de la “reactivación sostenible” la fuerza que impulsa su estrategia de recuperación económica como resultado del COVID», disponible en <https://bit.ly/3WCdSS9>.

2. «Colombia alcanzó una cifra envidiable en pocos años: Hasta abril de este año (desde 2018) ha logrado multiplicar por 26 su capacidad instalada de fuentes de energías renovables, lo que se traduce en una capacidad pico de 736,6 MWp (o el equivalente al consumo de 558.724 familias) y la reducción de 968.708 toneladas de CO<sub>2</sub> al año. Esto gracias a la instalación efectiva de 21 granjas solares, dos parques eólicos, diez proyectos de autogeneración a gran escala y más de 2.500 proyectos solares fotovoltaicos de autogeneración a pequeña escala, entre los que se cuenta la granja solar de Casanare, inaugurada esta semana en la Orinoquia colombiana», disponible en <https://bit.ly/3ALRHQv>.

3. En Colombia, la regulación del mercado energético y de servicios públicos se hace a través de la CREG, que nació con la expedición de las Leyes 142 y 143 de 1994.

4. «El comercializador, al ser agente que interactúa con la oferta y la demanda de energía, es el responsable de la gestión de compra de energía, de la facturación y del recaudo de los pagos efectuados por los usuarios, actividades en las cuales se presenta la mayor parte de las pérdidas no técnicas ocurridas en el sistema» (Romero y Vargas, 2013: 226).



**Figura 1.** Fuentes de generación de energía en Colombia 2021.  
Disponible en <https://bit.ly/3udBY9s>

Es importante resaltar que uno de los mayores desafíos en el país, no solo en el sector de energía eléctrica, sino en todos los servicios públicos domiciliarios, como ya se hizo mención, es minimizar las pérdidas que se generan en la etapa final de la cadena de prestación de cada servicio, como es el pago de facturas y control de los consumos; es decir, mantener el control de las denominadas pérdidas no técnicas, las cuales se dan por fraudes o por poca eficiencia en el área comercial de una empresa de servicios públicos domiciliarios.

El sector de energía eléctrica en el país, al igual que los demás servicios públicos que ostentan desde las Leyes 142 y 143 de 1994 esa condición,<sup>5</sup> sufrió con las leyes en mención y la Carta Política de 1991 importantes cambios en su política pública y concepción.

En el siglo XX, «Colombia adoptó para su sector eléctrico un modelo de propiedad pública regionalizada. El paradigma de la propiedad pública en el sector eléctrico se implantó en Colombia bajo la modalidad de financiación externa por parte de la banca internacional y las entidades multilaterales» (Fainboim y Rodríguez, 2000: 43).

5. La Ley 142 de 1994 enuncia qué servicios en Colombia son públicos domiciliarios. El artículo 1 dice que esta «ley se aplica a los servicios públicos domiciliarios de acueducto, alcantarillado, aseo, energía eléctrica, distribución de gas combustible, telefonía fija pública básica conmutada y la telefonía local móvil en el sector rural; a las actividades que realicen las personas prestadoras de servicios públicos de que trata el artículo 15 de la presente ley, y a las actividades complementarias definidas en el capítulo II del presente título y a los otros servicios previstos en normas especiales de esta». De la misma manera, el artículo 1 de la Ley 143 de 1994 «establece el régimen de las actividades de generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad, que en lo sucesivo se denominarán actividades del sector, en concordancia con las funciones constitucionales y legales que le corresponden al Ministerio de Minas y Energía», disponible en <https://bit.ly/3U2fVNr>. El artículo 11 de la Ley 143 de 1994 indica que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios, disponible en <https://bit.ly/3EFyVeY>.

Esto hizo que por más de 50 años en el país el sector público planeara, prestara y suministrara el servicio de energía eléctrica bajo un esquema de integración vertical; «es decir, que consideraba juntas las actividades del sector (generación, transporte, suministro)» (Higuera y otros, 2014: 24). Lo anterior hacía rígido el funcionamiento de la administración, caracterizándose en la construcción y dependencia a la vez de centrales hidroeléctricas en diversos puntos de la geografía colombiana.

Luego, la Constitución Política de Colombia y la Ley 143 de 1994 instauraron un nuevo modelo de organización de las empresas; esta última, en su artículo 23 señala que corresponde a la CREG «crear las condiciones para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, capaz de abastecer la demanda bajo criterios sociales, económicos, ambientales y de viabilidad financiera, promover y preservar la competencia», obligando de esta manera a cumplir las condiciones o principios que rigen la política empresarial del sector energético y de servicios públicos domiciliarios.

Es bueno recordar que no siempre el sector eléctrico estuvo en manos del Estado central (nación) y que tampoco fue estatal desde sus inicios. En el siglo XIX, por ejemplo, se dieron los primeros intentos de empresas de energía eléctrica en el país, destacándose la iniciativa de empresarios que, para cubrir su demanda, traían sus plantas que luego se convirtieron o dieron paso a las empresas de energía que suministran el servicio en el país (Echeverría, 2012).

Sin embargo, el servicio de energía eléctrica ha sido, y lo es hasta este momento, responsabilidad del sector central,<sup>6</sup> debido a la forma como está diseñada la infraestructura, la cual depende de una fuerte inversión estatal (para su construcción). A nivel regional los departamentos y los municipios que constituyen el sector local no están en su mayoría en capacidad de financiar y asumir en términos de operación y de recursos técnicos y financieros.

Al igual que el sector de agua potable y saneamiento, el sector de energía eléctrica en los años ochenta entró en una profunda crisis por múltiples causas, las cuales no solo se dan en Latinoamérica sino a nivel global y que tienen que ver con el agotamiento del modelo de estado de bienestar, de una parte, el crecimiento de la demanda de servicios y los cambios tecnológicos o porque «el esquema estatista falló por incorporar incentivos equivocados en cada una de las decisiones estratégicas: inversión, políticas tarifarias, y administración y recaudo» (Fainboim y Rodríguez, 2000: 43); es decir, subsidios ocultos, no control de pérdidas tanto técnicas como comerciales. Sumado todo lo anterior a la sequía de finales de la década que llevó a Colombia a su-

---

6. El artículo 8 de la Ley 142 de 1994 en cuanto a la competencia de la Nación frente a los servicios públicos domiciliarios dice en su numeral 2 lo siguiente: «Es competencia de la Nación: [...] 8.2. En forma privativa planificar, asignar y gestionar el uso del gas combustible en cuanto sea económica y técnicamente posible, a través de empresas oficiales, mixtas o privadas».

frir un apagón que originó lo que coloquialmente se recuerda como la *Hora Gaviria*,<sup>7</sup> circunstancia que dio paso a un profundo cambio en la política pública en servicios públicos domiciliarios, que inicia con los artículos del 365 a 370 de la Carta Política. Luego, en desarrollo de la Constitución, se expiden las Leyes 142 y 143 de 1994, Ley de Servicios Públicos Domiciliarios y Ley de Energía Eléctrica, respectivamente.

La implementación de estas dos leyes trajo como consecuencia el establecimiento de un mercado mayorista y la entrada en operación de la bolsa de energía, fenómeno que se dio en el año 1995 como consecuencia de la liberación del mercado y de los cambios en la estructura organizacional del sector (Higuita, 2014).

De otra parte, el sector energético y de los servicios públicos en el país sufre lo que se denomina *pérdidas negras*, es decir, «resultantes de contadores adulterados, conexiones ilegales y facturación deficiente; y son, por lo tanto, causadas por la gestión ineficiente de las empresas distribuidoras» (Fainboim y Rodríguez, 2000: 49). A esto se le puede agregar los hábitos de consumo, la imposibilidad de pago de los usuarios y los factores climáticos en ciertos lugares de la geografía colombiana, que hacen de la prestación de un servicio eficiente de energía, un desafío muy inquietante para cualquier operador o gestor de este servicio.

En los años noventa, con toda la transformación de la política pública de los servicios públicos domiciliarios en Colombia, el esquema de tarifas fue impactante para los dirigentes políticos y para los usuarios, ya que hasta finales de la década de los ochenta, las tarifas fueron una herramienta de política electoral; es decir, bajo promesas electorales se congelaban o se fijaban precios que eran atractivos para los usuarios, pero nada sostenibles para las finanzas y la sostenibilidad de las infraestructuras.

En consecuencia, el esquema de «tarifas, caracterizado por largos períodos de congelación seguidos de cambios de precios súbitos (*stop/go*). Las tarifas decrecieron en términos reales entre 1970 y 1977, para después aumentar en forma sostenida hasta 1986 y luego estancarse» (Ministerio de Minas y Energía, 2018), y se generaron distorsiones en precios y consumos que luego se asociaron a unas altas tarifas bajo el nuevo esquema de costos establecido por las Leyes 142 y 143 de 1994.

Adicionalmente, las reformas y disposiciones introducidas por las Leyes 142 y 143 de 1994 favorecieron o dieron paso al nuevo esquema de integración del sistema de energía con integración horizontal, lo cual permitió la autonomía de las empresas que operan cada una de las etapas funcionales del sistema de energía, la cual se tra-

---

7. En la administración de César Gaviria, entre el 2 de mayo de 1992 y el 7 de febrero de 1993, provocada por el fenómeno de El Niño (se produce cuando aguas cálidas que se originan cerca de Australia entran a las costas sudamericanas; se presentan cambios en las especies marinas y se producen epidemias, sequías o inundaciones). El fenómeno climático provocó sequías en Colombia, lo que afectó también los niveles de embalses generadores de energía hidroeléctrica y una crisis en la empresa de servicios públicos del Estado llamada Interconexión Eléctrica S.A., ISA (Mateus, 2016: 75).

duce como lo define la Ley 143 de 1994, en su artículo 11: «Sistema interconectado nacional: es el sistema compuesto por los siguientes elementos conectados entre sí: las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios».

Asimismo, la ley en mención incluye la siguiente definición de Red Nacional de Interconexión: «Conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, incluyendo las interconexiones internacionales, destinadas al servicio de todos los integrantes del sistema interconectado nacional»; es decir, lleva al marco legal aspectos técnicos de la infraestructura del servicio de energía eléctrica.

Por esta razón, y con base en la realidad técnica del sector de energía eléctrica en Colombia,

la cadena de producción de la energía eléctrica se divide en cuatro grandes actividades: la generación (producción de energía), la transmisión (transporte de energía de plantas generadoras a zonas de demanda), la distribución (transporte a nivel local) y la comercialización (venta de energía al usuario final). Las actividades de generación y comercialización son consideradas como actividades de libre competencia, mientras que las actividades de transmisión y distribución son consideradas monopolios naturales, los cuales son regulados (Orozco, 2016: 8).

No obstante, para evitar que estos monopolios naturales afecten la calidad del servicio o generen abusos por posición dominante, la CREG estableció que «los distribuidores solo podían comprar el 60% de la energía a un mismo generador, el 40% restante se debe adquirir con otros generadores, así el precio sea mayor, además, ningún generador o distribuidor debe tener un mercado mayor al 25% del total» (Higuita y otros, 2014: 25).

En este orden de ideas, Colombia tiene un esquema de integración horizontal de las empresas que operan cada una de las áreas funcionales del servicio de energía, las cuales van desde la generación hasta la comercialización al usuario final. Lo anterior, debido a que el Estado

condicionó la integración vertical a la existencia de ciertas condiciones de mercado, indicando que la participación de una empresa de servicios públicos como socia de otra, cuyo objeto principal fuese la provisión de un servicio o la provisión de un bien indispensable para cumplir su propio objeto, podría darse «si no hay ya una amplia oferta de este bien o servicio en el mercado.»<sup>8</sup>

Otro aspecto que reguló la ley en el sector de energía eléctrica y en todos los servicios públicos domiciliarios fue la posibilidad de condicionar la separación de con-

---

8. Disponible en <https://bit.ly/3ALfGiS>.

tabilidades, lo cual busca que cada empresa logre lo que la Ley 142 de 1994 denomina la suficiencia y la costeabilidad, generando que muchas empresas se reorganizaran, ejercieran controles, ajustaran sus tarifas y estructuras organizacionales para hacerlas eficientes de cara al marco normativo y regulatorio; y, por ende, para el cumplimiento de la ley y de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios. Definitivamente, esta condición lleva a las empresas a ser más rigurosas en el manejo de sus costos y finanzas, y a ejercer controles sobre las pérdidas y consumos.

En este contexto, como lo explica Baratto (2010), las labores del mercado minorista, es decir, el comercializador que llega al usuario final, hace que tenga más dificultades para lograr un mejor desempeño como empresario, debido a las pérdidas comerciales, consecuencia de las dificultades económicas de los usuarios de menores ingresos del país; sumado a lo anterior, la falta de cultura de pago y el uso poco racional del servicio por parte de la mayoría de los usuarios.

## La transmisión

Otra de las etapas funcionales del sector de la energía eléctrica lo constituye la actividad de transmisión. En Colombia la ejecutan nueve empresas,<sup>9</sup> las cuales se encargan, como su nombre lo indica, de transmitir:

redes regionales o interregionales de transmisión: conjunto de líneas de transmisión y subestaciones, con sus equipos asociados, destinadas al servicio de un grupo de integrantes del sistema interconectado nacional dentro de una misma área o áreas adyacentes, determinadas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (Ley 143 de 1994, artículo 11).

La principal empresa de transmisión que forma parte de este sistema integrado del Colombia es «Interconexión Eléctrica S.A. (ISA) y esta posee alrededor del 75% de las redes de transmisión del país» (Higuita y otros, 2014: 27).

---

9. «La principal de ellas es Interconexión Eléctrica S.A. (ISA), que es propietaria del 71% de la red, 60% directamente y 11% por intermedio de su filial Transelca. Las demás empresas tienen participaciones menores: Empresas Públicas de Medellín, 6,5%; y Empresa de Energía de Bogotá, 5,6%. El porcentaje restante se los distribuyen entre las demás: Empresa de Energía del Pacífico, EPSA, Electrificadora de Santander S.A (ESSA), etcétera. ISA no puede incrementar su participación por medio de adquisiciones, solo puede hacerlo por nuevas inversiones en expansión. Una norma que limitaba al 15% la propiedad de las empresas generadoras en transmisión fue derogada por el Consejo de Estado», disponible en <https://bit.ly/3gDFAOK>.

## Distribución y comercialización

Una de las fases que más sensibilidad genera con el usuario final y con las autoridades territoriales, debido a la responsabilidad que pueden tener frente a las fallas del servicio, son las actividades finales dentro de la integración horizontal que se ha mencionado. Encadenadas o dependientes una actividad de otra, iniciando con la generación y terminando con la comercialización de la energía a los usuarios. Esta etapa es definida por el artículo 1 de la Resolución 024 de 1995 de la CREG, como una «actividad consistente en la compra y venta de energía eléctrica en el mercado mayorista y su venta con destino a otras operaciones en dicho mercado o a los consumidores finales».

Como ya se hizo mención, el usuario final tiene diferentes características en este mercado, que a su vez está atado a las necesidades básicas, derechos humanos y derechos de los consumidores; lo que «implica cambios en el marco regulatorio y reformas del mercado que incentivan la evolución de los sistemas de energía y el suministro del servicio de electricidad de manera más eficiente» (García-Rendon y otros, 2019: 34).

De esta forma, existen diversas posibilidades para producir energía y alternativas que tienen los empresarios de producir o generar sus propios recursos, con la expedición de la Ley 1715 de 2014, que tiene como objeto promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable en el sistema energético nacional. Esto permite que aquellos productores de energía puedan entregar sus excedentes a la red (que forman parte del sistema integrado) y así descargar o dejar de usar el sistema nacional que depende, como se ha hecho mención, de las hidroeléctricas o de las termoeléctricas (en menor proporción).

Lo anterior es importante porque Colombia se ha comprometido a partir de su marco constitucional a la expedición de leyes donde se compromete a

la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las fuentes no convencionales de energía principalmente aquellas de carácter renovable, así como el uso eficiente de la energía, se declaran como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

Esta calificación de utilidad pública o interés social tendrá los efectos oportunos para su primacía en todo lo referente a ordenamiento del territorio, urbanismo, planificación ambiental, fomento económico, valoración positiva en los procedimientos administrativos de concurrencia y selección, y de expropiación forzosa.



Ley 2029 de 2021, artículo 2, que, como se indicó, forma parte de las responsabilidades a partir de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables.

### **Comercialización y medición de los consumos**

Según el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, la comercialización es definida como: «actividad consistente en la compra de energía eléctrica y su venta a los usuarios finales, regulados o no regulados que se sujetará a las disposiciones previstas en esta ley y en la de servicios públicos domiciliarios en lo pertinente».

Lo que se regula en la Resolución 131 de 2020 viene siendo desarrollado en el país desde hace bastante tiempo. De hecho,

en Colombia, desde 2009 se han realizado estudios sobre redes inteligentes. La iniciativa Colombia Inteligente, que aglutina a las empresas del sector y que fue creada para analizar si es atractiva la implementación de estas tecnologías por parte de las empresas del sector eléctrico (Téllez y otros, 2018: 35).

No obstante, como afirman los autores, solo hasta 2018 la CREG se empieza a pronunciar sobre esta tecnología para el sistema integrado de energía de Colombia.

La tecnología inteligente se define como telelectura, la cual se logra con la

lectura a distancia de los contadores. Se trata de añadir al contador tradicional un módulo de radio asociado que emite la señal de información, lo que permite disponer de 24 lecturas diarias y alarmas en el caso de haber algún tipo de fuga. Este tipo de sistema puede ser móvil o fijo (Tejedor Sánchez y Cárcel-Carrasco, 2017: 18).

Esta infraestructura «permite la configuración de medidores inteligentes, manejo de tarifas dinámicas, monitoreo de calidad de la energía, control de carga y reducción de pérdidas» (Gómez López y otros, 2015: 181). De esta manera, la técnica entra a desafiar parte de los problemas que afectan al sector eléctrico, como son las pérdidas comerciales, y en general de los servicios públicos domiciliarios.

Con esta regulación se busca contar con un

medidor inteligente, que tiene integradas capacidades avanzadas de medición, registro de datos, análisis de uso de los servicios y comunicación bidireccional, para transferir remotamente la información a sistemas de procesamiento de datos, para fines de monitoreo remoto y facturación (Gómez López y otros, 2015: 186).

Así mismo, se busca que los usuarios empiecen a ahorrar energía teniendo en cuenta que estos medidores envían a los usuarios señales precisas de las horas de mayor consumo; asociando, por supuesto, esas horas con un mayor costo del precio de la energía, y de esta manera generar el auto control que se requiere de los usuarios (Marulanda y otros, 2018).

En cuanto al ámbito de aplicación de esta tecnología, la Resolución 131 de 2020, en su artículo 2, indica que esta:

aplica a los prestadores del servicio de energía eléctrica, a quienes desarrollan actividades complementarias, a quien lleve a cabo las actividades de GIDI y a los usuarios del servicio en el SIN. Las disposiciones aquí consignadas serán aplicables<sup>10</sup> para todos los usuarios, regulados y no regulados, por lo que las empresas deberán incorporarlas en los contratos de condiciones uniformes y dentro de los contratos particulares de prestación del servicio de energía eléctrica respectivamente.

## Advanced Metering Infrastructure

El sistema *advanced metering infrastructure* (AMI) es, según la Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía, la infraestructura que:

permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y redes de comunicaciones que, en conjunto, permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida (Resolución 131 del 25 de junio de 2020).

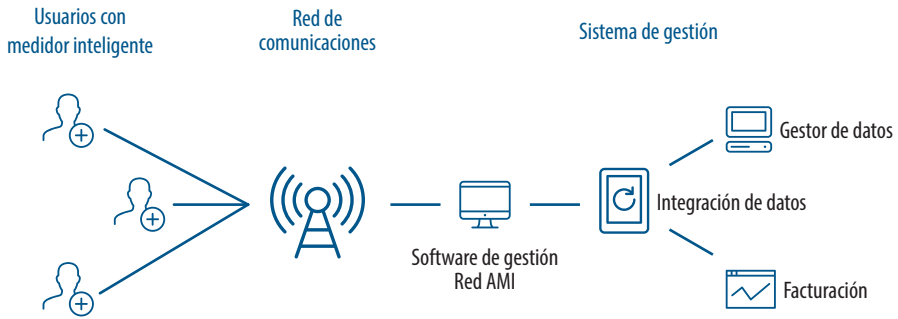
Está compuesto por tres partes principales como se puede ver en la **figura 2**:

- Medidor inteligente
- Sistema de comunicación
- Sistema de Gestión de Base de Datos de Medidores (MDMS, por sus siglas en inglés).

El medidor inteligente es un dispositivo compuesto por sistemas electrónicos que mide parámetros eléctricos y de energía. Es además capaz de enviarlos a través de un sistema de comunicación de bajo consumo de energía, y a diferencia de otros tipos de dispositivos, con un bajo flujo de información. Es decir, comparado con celulares y computadoras donde es común enviar y recibir fotos y videos con alto contenido de información y tamaño de almacenamiento, los sistemas AMI típicamente envían el

---

10. «Es un nuevo agente en la cadena de la prestación de los servicios públicos de energía, será seleccionado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas. GIDI deberá ser constituido como una empresa de servicios públicos, su comportamiento estará sujeto al control, inspección y vigilancia de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y a la Superintendencia de Industria y Comercio dado que administrará datos personales e información de los usuarios del servicio de energía eléctrica», disponible en <https://bit.ly/3ieSYcm>.



**Figura 2.** Esquema simplificado de infraestructura del sistema AMI. Elaboración propia.

equivalente a un archivo de texto. «La medición tomada es enviada de forma remota hasta el MDMS, donde se reciben los datos para su análisis y gestión para luego ser integrados con otros sistemas de aplicación» (Vizzotto y otros, 2019). En la **figura 2** se representa de manera sencilla un sistema AMI.

Un distintivo importante de la red inteligente es la interacción entre la red de distribución y los usuarios finales, a través de sistemas de medición bidireccional, que implica el envío de información desde la central al medidor y del medidor a la central. Esta característica permite, por ejemplo, facilidades de configuraciones a la distancia (OTA, *Over the air*) por parte de la central o reportes de fallas y picos de consumo por parte del medidor. Los medidores inteligentes adquieren y reportan la información de consumo al proveedor del servicio de forma periódica (alrededor de una vez por hora), a diferencia del reporte mensual tradicional, mientras que permite comerciar la electricidad inutilizada generada por el usuario final, permitiendo su inyección a la red y medición negativa (Parvez, Sundararajan y AI Sarwat, 2014).

En términos de eficiencia para los sistemas y lecturas, logra reducir el costo y mano de obra de la lectura de medición puerta a puerta manual, además de proveer información de energía para los usuarios y las empresas comercializadoras que dirigen la planeación del sistema, alcanzando el propósito de ahorro energético y reducción de emisiones de carbono (Chren, Rossi y Pitner, 2016). Estos motivos hacen que la inversión inicial de implementar un sistema AMI se retorne en el tiempo como ahorros en personal, combustible y tiempo, además de habilitar, como valor agregado, funciones de análisis que de otra manera serían inalcanzables.

Por otro lado, el sistema de medición inteligente permite identificar regiones o zonas con mayor demanda de energía, con miras a campañas dirigidas de reducción de energía, renovación de equipos y cambios en hábitos de consumo.

Entre otras ventajas que destacan a un sistema AMI están la frecuencia en térmi-

nos de lectura de consumo de los medidores, mantenimiento efectivo, determinación de adición de nuevos usuarios y reemplazo de medidores.

Adicionalmente, el sistema AMI puede reportar de manera automática cortes y calidad de la energía, así como pérdidas por eventuales conexiones no reguladas a la red. Estas características permiten al proveedor del servicio público, no solo una acción veloz sobre fortuitas deficiencias de la red, sino también la posibilidad de identificar pérdidas. Estas son características ausentes en el sistema tradicional de medición en Colombia.

Volviendo al mercado interno colombiano, y de acuerdo con la Asociación Colombiana de Distribuidores de Energía, «la medición avanzada puede representar el cambio de más de 14,8 millones de contadores en todo el país, teniendo en cuenta que hay usuarios industriales, como fábricas y residenciales, que tienen más de un contador instalado en el mismo inmueble».<sup>11</sup>

Adicionalmente, estos medidores pueden ser de propiedad de quien lo pague, tal como lo establece la norma; y el propietario tendrá la responsabilidad de su custodia y cuidado.

La empresa, por los beneficios que representa en muchos sectores residenciales de menos ingresos, a fin de minimizar pérdidas y controlar consumos detectados en el inmueble; podría en este caso tener «una respuesta de atención al cliente más rápido, y que el usuario consuma de una manera más inteligente, cambiando de comercializador mirando tarifas horarias, que deberán ir acompañadas con este modelo».<sup>12</sup>

La medición inteligente se viene gestando desde hace algún tiempo en varios países del mundo, no solo para el sector energético, sino en los demás servicios como el del agua potable. Es importante resaltar que los intentos inician con los medidores prepago para energía, tecnología que se propone e invita a ir migrando al agua potable donde es más difícil el control del consumo. En Europa, por ejemplo, y en consonancia con el concepto de ciudades inteligentes,

algunas de las ramas en las que se subdividen las Smart Cities son: Smart Grids o redes eléctricas eficientes, Smart Buildings, innovación en arquitectura y tecnología de la construcción; Smart Sensors, manteniendo toda la ciudad conectada; Smart Metering, y en concreto en materia de agua urbana, la gestión de la información proveniente de la tele lectura. Es lo que actualmente se conoce como Internet de las Cosas (Tejedor Sánchez y Cárcel-Carrasco, 2017: 16).

Esto sería un paso que, además de beneficiar a las áreas técnicas y comerciales de las empresas de energía eléctrica, aportaría al autocontrol y cuidado de los recursos hídricos involucrados en la prestación de todos los servicios públicos domiciliarios.

---

11. Disponible en <https://bit.ly/3ubASuU>.

12. Disponible en <https://bit.ly/2yTSqP4>.

La experiencia de tele lectura, además del ahorro para la empresa, y por ende al usuario final (se presume), en los costos asociados a facturación y lectura, trae también beneficios al medio ambiente. Ejemplo de ello es la experiencia de aguas de Valencia, a partir del «desarrollo de varias herramientas de software, que se alimentan del *big data* proporcionado por la tele lectura, que le está permitiendo alcanzar múltiples beneficios en materia medioambiental y de calidad del servicio» (Tejedor Sánchez y Cárcel-Carrasco, 2017: 16).

Además de los beneficios que implica incluir la tecnología AMI al sector de los servicios públicos, los empresarios y Estado, se van a favorecer los usuarios por el mejor manejo sobre las tarifas finales y, por ende, la reducción de costos asociados a lecturas; especialmente el medio ambiente, por la reducción del consumo de energía. A manera de ejemplo y para el sector de agua potable,

Algunas de las ventajas que ofrece la telelectura son:

- evita molestias a los clientes al no ser necesario acceder al interior de las viviendas.
- no se realizan estimaciones de lecturas para facturar.
- proporciona a las industrias información detallada para la medición de huella hídrica.
- reducción de las reclamaciones de clientes hasta en un 60% desde su implantación.
- detección de consumos no autorizados.
- establecimiento de patrones de consumo para la gestión de la demanda.
- proporciona la información detallada al cliente a través de la oficina virtual o mediante APP.
- detección de posibles fugas (700/mes).
- aumento del rendimiento hídrico y eficiencia de la red mediante balances hídricos.
- adaptación de la producción a la demanda, ajustando la presión de la red y reduciendo fugas.
- beneficios medioambientales (reducción de 5,2 hm<sup>3</sup>/año y 1.400 TnCO<sub>2</sub>/año).
- desarrollo de campañas de concienciación social sobre el consumo responsable (Tejedor Sánchez y Cárcel-Carrasco, 2017: 20).

## **Medición avanzada y sus desafíos**

Con una política pública que no pierda de perspectiva la eficiencia y calidad de los servicios a cargo de las empresas de servicios públicos domiciliarios en Colombia; en

este caso energía, debe contribuir para que los recursos que se procesan se entregan a los usuarios como un servicio público, no sufran desviaciones, no sea acaparados por usuarios fraudulentos y a la vez, estos sean medidos y controlados para la sostenibilidad de las empresas y del medio ambiente.

Adicionalmente y como lo expresa la Comisión de Regulación de Energía y Gas de Colombia, de la mano de la tecnología es posible medir consumos, no solo para dar mejor información al área comercial de una empresa de servicios públicos domiciliarios, sino como una forma de optimizar los recursos naturales, y es por ello que

ha incorporado una discusión sobre los avances tecnológicos que aprovecha el continuo desarrollo de las telecomunicaciones para aumentar la disponibilidad de información. Entre otros, permite recolección de datos en tiempo real, tanto para la toma de decisiones por parte del usuario, como para el mejoramiento en la gestión de redes. Por supuesto, el manejo de estos datos introduce elementos como ciberseguridad, la interoperabilidad y Big Data (Documento CREG-103).<sup>13</sup>

Lo importante es que ya se empieza con el sistema de medición AMI, lo cual contribuirá al fortalecimiento del sector empresarial de energía eléctrica, a controlar los consumos de los usuarios y por ende la conservación del agua como recurso y derecho humano.

## Referencias


- ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGÍA (2020). *Sin costo para usuarios, se inicia ruta para cambiar contadores de luz*. Disponible en <https://bit.ly/3vtZJui>.
- BARATTO-CALLEJAS, P. (2013). «Implementación de un programa de respuesta de la demanda de energía eléctrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia». *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, 6 (6): 259-292. Disponible en <https://bit.ly/3GudocD>.
- CHREN, Stanislav, Bruno Rossi y Tomáš Pitner (2016). «Smart Grids Deployments within EU Projects: The Role of Smart Member». *Conferencia: Simposio de ciudades inteligentes de Praga (SCSP)*, 1-16. IEEE.
- ECHVERRÍA MOLINA, Judith (2012). «Conflicto sobre la naturaleza jurídica del servicio de alumbrado público en Colombia». *Revista de Derecho*, 245-266. Disponible en <https://bit.ly/3GWnrGr>.
- FAINBOIM YAKER, Israel y Carlos Jorge Rodríguez Restrepo (2000). «El desarrollo de la infraestructura en Colombia en la década de los noventa». *Serie Reformas Económicas*, 51: 1-79.


---

13. Disponible en <https://bit.ly/3GSLN44>.

- GARCÍA RENDÓN, Jhon, Alejandro Gutiérrez Gómez, Luisa Vargas Tobón y Hermil-son Velásquez (2018). «Redes inteligentes y mecanismo de respuesta de la deman- da». *Revista de Economía del Caribe*, 23: 33-45. DOI: [10.14482/rec.voi23.12250](https://doi.org/10.14482/rec.voi23.12250).
- HIGUITA, Nidia, Juliana Echeverri e Iván Montoya (2014). «Caracterización de la co- mercialización del servicio de energía eléctrica en Colombia en un entorno de liberalización». *Revista Administración y Desarrollo*, 43 (59): 23-39.
- MARULANDA, Geovanny, Diana Lancheros y Maximiliano Bueno (2018). *Sistema de medición inteligente de energía eléctrica de bajo costo orientado a programas resi- denciales de respuesta de la demanda para usuarios de bajos recurso, capítulo del libro Observación e investigación para avanzar de lo simple a lo complejo*. Univer- sidad de la Salle, 117-135.
- MATEUS, Andrés Camilo (2016). «Crisis energética en Colombia». *Tecnología Investi- gación y Academia*, 4 (2): 74-81.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA (2021). *Informe de transición energética: Un legado para el presente y el futuro de Colombia*. Disponible en <https://bit.ly/3WCdSS9>.
- OROZCO SÁNCHEZ, Sebastian (2016). «Integraciones verticales y su efecto en el precio de la energía eléctrica». *Serie Documentos Cede*, 3: 1-33. Disponible en [https://bit. ly/3XLnsTV](https://bit.ly/3XLnsTV).
- PARVEZ, Imtiaz, Aditya Sundararajan y Arif I Sarwat (2014). «Banda de frecuencia para comunicación HAN y NAN en Smart Grid». *Simposio IEEE 2014 sobre Apli- caciones de Inteligencia Computacional en Smart Grid (CIASG)*. 1-5. DOI: [10.1109/ CIASG.2014.7011571](https://doi.org/10.1109/CIASG.2014.7011571).
- RAMÍREZ RICO, Paula (2020). «Análisis al sector energético colombiano, 2010-2019: Una visión para el desarrollo de energías sostenibles». *Documentos De Trabajo ECACEN*, 1. DOI: [10.22490/ECACEN.4121](https://doi.org/10.22490/ECACEN.4121).
- ROMERO-LÓPEZ, Denice y Andrés Vargas-Rojas (2013). «Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia». *Revista de la Maestría en Derecho Económico*, 6 (6): 221-257.
- TÉLLEZ GUTIÉRREZ, Sandra, Javier Rosero García y Renato Céspedes Gandarillas (2018). «Sistemas de medición avanzada en Colombia». *Ingeniería y Desarrollo*, 36 (2): 469-488. Disponible en <https://bit.ly/3VaXqrn>.
- TEJEDOR SÁNCHEZ, Carlos y Francisco Javier Cárcel-Carrasco (2017). «Modelo de gestión eficiente y sostenible de los recursos hídricos». *3C Tecnología: glosas de innovación aplicadas a la pyme*, 6 (4): 13-23.
- VIZZOTTO, William Dotto y otros (2019). «Estudio de caso de infraestructura de me- didión avanzada en la Universidad Federal de Santa María». *PES 2019 Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, 1-6. IEEE. DOI: [10.1109/ISGT-LA.2019.8895018](https://doi.org/10.1109/ISGT-LA.2019.8895018).

## Sobre los autores

JUDITH SOFIA ECHVERRÍA MOLINA es abogada de la Universidad del Norte de Colombia, especialista en Derecho de Sociedades de la Universidad Javeriana y en Estudios Políticos Económicos, de la Universidad del Norte. Magíster en Desarrollo Social de la Universidad del Norte, y máster 2 Année Sciences de la Société de la Universit  Paris XII Val de Marne. En la Universidad del Norte es profesora del Departamento de Derecho, miembro del grupo de investigaciones en Derecho y Ciencia Política (GIGECP) y profesora en posgrados en temas de servicios públicos domiciliarios e investigación jurídica. Su correo electrónico es [jechever@uninorte.edu.co](mailto:jechever@uninorte.edu.co).  
 <https://orcid.org/0000-0001-7326-5577>.

JOSÉ RAFAEL GARCÍA-ECHVERRÍA es ingeniero electrónico de la Universidad del Norte, máster en Bionanotecnolog a para la Medicina de Politécnico di Milano, Italia. Estudiante de Doctorado en Fotónica, de McGill University, Canadá, Programa: PhD Electrical Engineering. Su correo electrónico es [jose.garcia.echeverria@gmail.com](mailto:jose.garcia.echeverria@gmail.com).  
 <https://orcid.org/0000-0001-9687-4412>.



La *Revista de Chilena de Derecho y Tecnología* es una publicación académica semestral del Centro de Estudios en Derecho Informático de la Facultad de Derecho de la Universidad de Chile, que tiene por objeto difundir en la comunidad jurídica los elementos necesarios para analizar y comprender los alcances y efectos que el desarrollo tecnológico y cultural han producido en la sociedad, especialmente su impacto en la ciencia jurídica.

DIRECTOR

Daniel Álvarez Valenzuela  
([dalvarez@derecho.uchile.cl](mailto:dalvarez@derecho.uchile.cl))

SITIO WEB

[rchdt.uchile.cl](http://rchdt.uchile.cl)

CORREO ELECTRÓNICO

[rchdt@derecho.uchile.cl](mailto:rchdt@derecho.uchile.cl)

LICENCIA DE ESTE ARTÍCULO

Creative Commons Atribución Compartir Igual 4.0 Internacional



La edición de textos, el diseño editorial  
y la conversión a formatos electrónicos de este artículo  
estuvieron a cargo de Tipografía  
([www.tipografica.io](http://www.tipografica.io)).