

**REVISIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE
ENERGÍA**

**CIRO YORFREDY ANGARITA GARCÍA
LEONEL ORREGO NAVARRO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2017**

**REVISIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE
ENERGÍA**

**CIRO YORFREDY ANGARITA GARCIA
LEONEL ORREGO NAVARRO**

**Monografía para optar al título de: Especialista en Sistemas de Distribución
de Energía Eléctrica**

Director:

**CESAR ANTONIO DUARTE GUALDRÓN
PhD. en ingeniería Eléctrica y Computación**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
ESPECIALIZACIÓN EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA
ELÉCTRICA
BUCARAMANGA
2017**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1. CONCEPTOS Y GENERALIDADES	14
1.1 SMART GRIDS	14
1.2 MEDICIÓN INTELIGENTE DE ENERGÍA.....	14
1.3 MEDIDOR INTELIGENTE.....	15
2. ANÁLISIS DE LA LEY 1715 PARA LA OBTENCIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS Y TRIBUTARIOS.....	17
3. NORMATIVIDAD VIGENTE COLOMBIANA PARA EL USO DE MEDIDORES INTELIGENTES	22
3.1 LEY 142 DE 1994	22
3.2 RESOLUCIÓN CREG 172 DE 2011	25
3.3 RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998	26
3.4 RESOLUCIÓN CREG 108 DE 1997	27
3.5 CÓDIGO DE MEDIDA	28
3.6 NTC 4440: EQUIPOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. INTERCAMBIO DE DATOS PARA LECTURA DE MEDIDORES, TARIFA Y CONTROL DE CARGA. INTERCAMBIO DIRECTO DE DATOS LOCALES	30
3.7 NTC ISO/IEC 27001: TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN. TÉCNICAS DE SEGURIDAD. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN (SGSI). REQUISITOS	30
3.5 NTC-IEC 61000-4-30 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (CMEM) PARTE 4-30: TÉCNICAS DE ENSAYO Y DE MEDIDA. MÉTODOS DE MEDIDA DE LA CALIDAD DE POTENCIA.....	31

3.6 NTC 6079 REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	32
4. BENEFICIOS DE LA MEDICIÓN EN EL MERCADO DE LA DISTRIBUCIÓN...	36
4.1 BENEFICIOS ESPECÍFICOS PARA LOS OPERADORES DE RED.....	37
4.2 BENEFICIOS PARA LAS ENTIDADES GUBERNAMENTALES	38
4.3 BENEFICIOS PARA EN GENERAL	38
4.4 BENEFICIOS TÉCNICOS PARA LOS USUARIOS	39
4.4.1 Gestión del consumo.	39
4.4.2 Facturación con menor incertidumbre.....	39
4.4.3 Mejor Servicio al cliente.	39
4.4.4 Beneficios económicos para los usuarios	40
4.5 RESISTENCIA DEL CONSUMIDOR	46
5. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES EN LA MEDICIÓN INTELIGENTE.....	48
5.1 SISTEMA DE MEDICIÓN TWACS	48
5.1.1 Componentes.....	48
5.1.1.1 Equipo de Control Centralizado (CCE).	49
5.1.1.2 Equipo de Comunicación en la Subestación (SCE).	49
5.1.1.3 Equipo de Comunicación Remota (RCE).	50
5.1.2 ¿Cómo opera la tecnología de medición TWACS?.....	50
5.1.2.1 Flujo de la Información.....	50
5.1.2.2 Comunicaciones.	51
6. CONCLUSIONES	54
CITAS BIBLIOGRÁFICAS	55
BIBLIOGRAFÍA.....	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1 Normatividad vigente Colombiana para el uso de la medición inteligente	33
Tabla 2 Tensión suministrada a cada nivel de tensión	42
Tabla 3 Variables de CU que pueden cambiar	45
Tabla 4 Beneficios de la medición inteligente	47
Tabla 5 cantidad de elementos del SCE en la subestación	49

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Señal de salida	51
Figura 2. Señal de entrada	52

RESUMEN

TÍTULO: REVISIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS DE SISTEMAS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA*

AUTOR: ING. CIRO YORFREDY ANGARITA GARCIA
ING. LEONEL ORREGO NAVARRO**

..

PALABRAS CLAVE: Medición Inteligente, Medidor Inteligente

DESCRIPCIÓN:

El presente trabajo, está centrado en el análisis y revisión de las características de sistemas de medición de energía eléctrica en Colombia abarcando los diferentes factores como usuarios, operadores de red, comercializadores y sociedad en general.

La nueva tendencia en los sistemas de medición de energía es la incorporación de tecnologías de medición inteligente, las cuales involucran la sustitución del medidor convencional por el denominado “medidor inteligente” una de las tecnologías utilizadas en la medición inteligente de energía es el sistema TWACS la cual puede ser utilizada por los usuarios finales regulados y los no regulados. En Colombia, existen leyes y normatividades que regulan el uso de esta tecnología las cuales serán analizadas en una síntesis de estas, las diversas comercializadoras optaron por la implementación de tecnologías de medición inteligente, pues éstas prometen diferentes beneficios, no sólo a la empresa proveedora del servicio, sino también a los usuarios, el Operador de Red (OR) y a la sociedad en general. Sin embargo, los beneficios potenciales que ofrece la medición inteligente pueden ser sub-utilizados por razones sociales que tienen que ver con la calidad de vida, el nivel educativo y el grado de conciencia que tenga un usuario por dar un uso eficiente a la energía.

El país, empresa, zona, región, ciudad, etc. deberá tener claridad sobre las necesidades que posea y las razones por las cuales desee implementar las tecnologías de medición inteligente. Una vez teniendo claro esto, es de vital importancia evaluar los posibles beneficios de la medición inteligente sobre dicha área de influencia, analizar el marco regulatorio y normativo y evaluar los costos de las tecnologías de medición acorde a las necesidades.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones. Especialización en Sistema de Distribución de Energía Eléctrica. Director: PhD. Cesar Antonio Duarte Galdón.

SUMMARY

TITLE: REVIEW OF CHARACTERISTICS OF ENERGY MEASUREMENT SYSTEMS*

AUTHOR: CIRO YORFREDY ANGARITA GARCIA
LEONEL ORREGO NAVARRO**

KEYWORDS: Smart Measurement, Smart Meter

DESCRIPTION:

The present work is focused on the analysis and review of the characteristics of electrical energy measurement systems in Colombia, covering different factors such as users, network operators, marketers and society in general.

The new trend in energy metering systems is the incorporation of intelligent metering technologies, which involve replacing the conventional meter with the so-called "smart meter". One of the technologies used in intelligent energy metering is the TWACS Which can be used by regulated and non-regulated end users. In Colombia, there are laws and regulations that regulate the use of this technology, which will be analyzed in a synthesis of these, the various marketers opted for the implementation of intelligent measurement technologies, since these promise different benefits, not only the supplier company Service, but also to users, the Network Operator (OR) and society in general. However, the potential benefits of smart metering can be underutilized for social reasons that have to do with the quality of life, the level of education and the level of awareness that a user has to make efficient use of energy.

A country, company, zone, region, city, etc. You should be clear about the needs you have and the reasons why you want to implement smart metering technologies. Once this is clear, it is of vital importance to evaluate the potential benefits of smart metering over that area of influence, to analyze the regulatory and regulatory framework and to assess the costs of measurement technologies according to needs.

* Monograph

** Faculty of Physical-Mechanical Engineerings. School of Electrical Engineering, Electronic and Telecommunication. Specialization in Distribution Systems. Director: PhD. Cesar Antonio Duarte Gualdrón

INTRODUCCIÓN

En un mundo tan dinámico comercialmente, donde mes a mes se generan nuevas tecnologías que generan desventaja competitiva con las inmediatamente anteriores, no se debe mantener aislado e indiferente a estos avances tecnológicos que potencialmente se han incorporado a los mecanismos de medición de consumo de energía y no mal llamados medidores inteligentes.

La incorporación de esta tecnología ha abierto un abanico de posibilidades en el manejo de la información generada a través del consumo de la energía ya sea para los clientes masivos o los clientes empresariales, en cuanto a las actividades de lectura, reparto, consumo por franjas horarias, costos de los consumos y consumos pre-pagados.

En Colombia se han realizado varios proyectos para la implantación de estos medidores enfocados principalmente a los negocios de energía pre-pagada, es tal el caso para la empresa EPM en Medellín con la instalación de más de 85.000 medidores o EMCALI, sin embargo la implementación de estos medidores, requiere de estatutos regulatorios que normalicen o actualicen los cobros de la energía, aseguren la participación de varios fabricantes y la definición de necesidades por zonas para la implementación de esta tecnología.

En Colombia los temas para la regulación para la introducción de las mediciones inteligentes, han estado limitados debido a que aún no se han determinado, entre las empresas de servicios públicos, cuáles serán los beneficios directos de los clientes y cuáles serían los objetivos operacionales de estas actualizaciones.[3]

El país cuenta con la iniciativa de Colombia Inteligente, una organización no gubernamental que nace en noviembre del 2009, cuyo fin es trabajar en conjunto con las principales empresas del sector eléctrico y demás actores relacionados, para establecer las políticas y estrategias que permitan el desarrollo óptimo de las redes inteligentes en Colombia, teniendo en cuenta los retos que afronta el país y los potenciales beneficios de la nueva tecnología. Colombia inteligente es una propuesta de - XM - Compañía de Expertos en Mercados, CIDET (Centro de Investigación y Desarrollo Tecnológico del Sector Eléctrico), COCIER (Comité Colombiano de la Comisión de Integración Energética Regional), CNO (Consejo Nacional de Operación), CAC (Comité Asesor de Comercialización) y CINTEL (Centro de Investigación de las Comunicaciones). A ella, se han vinculado compañías como CELSIA, CONDENSA, ELECTROCARIBE, EMCALI, EPSA y EPM.

La elaboración de esta monografía tiene como objetivo identificar las necesidades y expectativas propias en Colombia que impulsen el despliegue de la tecnología de redes inteligentes, ayudando a seleccionar los tipos medidores acorde a cada necesidad de los sistemas de medición de energía en los usuarios finales y en la entrega de energía a la red de distribución local. Se abarcaron temas importantes desde la parte legal, técnica y de los beneficios comunes que el sistema de medición inteligente tendrá en los diferentes factores de la sociedad. Se analiza la ley en proceso de aprobación 1715 la cual regulara el mercado de energía a través de fuentes no convencionales, a su vez da los parámetros para la entrega de excedentes de energía la red de distribución por medio de un medidor inteligente. Se realiza una síntesis de las normas actuales en Colombia para la regulación de los sistemas de medición inteligente. Se identifican los beneficios técnicos y económicos que puedan obtener los operadores de red, los usuarios, los entes gubernamentales y la sociedad en general. Se determinan algunas de las tecnologías disponibles para la implementación de sistema de medición inteligente.

1. CONCEPTOS Y GENERALIDADES

En este capítulo se aborda los conceptos de algunas terminologías y conceptos utilizados en él está monografía como Smart Grids, medición inteligente y medidor inteligente.

1.1 SMART GRIDS

Definición de las Smart Grids según la Agencia Internacional de Energía – IEA

- Una Smart Grid es una red eléctrica que:
 - ✓ Utiliza tecnologías digitales y formas avanzadas de monitoreo y gestión del transporte de electricidad desde todas las fuentes de generación para satisfacer la diferentes demandas de los usuarios.
 - ✓ Coordina las necesidades y potencial de todos los generadores, operadores de red, consumidores y participantes del mercado para operar todo el sistema:
 - Lo más eficientemente posible,
 - Minimizando costos e impactos ambientales
 - Maximizando la confiabilidad y la estabilidad del sistema.

1.2 MEDICIÓN INTELIGENTE DE ENERGÍA

Los consumidores cada vez son más exigentes y buscan la mejor prestación del servicio de energía eléctrica, que viene representada en la calidad de la energía, en mediciones con incertidumbres bajas y en precios razonables de energía, por

ello las empresas prestadoras de este servicio se ven obligadas a modernizar el sistema de medición de energía, que permita adaptarse a las nuevas condiciones del mercado y que brinde una información más detallada sobre el consumo de cada cliente [16].

Una de estas alternativas y que ha tomado auge en los últimos años es la denominada “medición inteligente”. Este concepto nace a partir de la búsqueda de la optimización de los procesos de medición, lectura del medidor, facturación, etc, de contribuir a los objetivos mundiales de eficiencia energética, de reducir el impacto climático generado por emisiones de gases de efecto invernadero y de satisfacer en general las necesidades de una “red inteligente” o Smart Grid [17].

El “medidor inteligente” de energía o Smart Meter es un equipo de medida de estado sólido encargado de la medida y registro de la cantidad de energía consumida y/o producida, incluyendo otras variables eléctricas, que a la vez pueden ser transmitidas a través de una red de comunicación al sistema de gestión de datos, así como recibir información y ser usado como interfaz entre la empresa y el hogar. [17].

1.3 MEDIDOR INTELIGENTE

La “medición inteligente” se lleva a cabo usando un “medidor inteligente” de energía [21].

Aunque existen diversas definiciones del concepto de “medidor inteligente”, se presentará la definición propuesta en el trabajo “Estado del arte en medidores avanzados de energía eléctrica -Smart Meters-” [17].

El “medidor inteligente” de energía o Smart Meter es un equipo de medida de estado sólido encargado de la medida y registro de la cantidad de energía

consumida y/o producida, incluyendo otras variables eléctricas, que a la vez pueden ser transmitidas a través de una red de comunicación al sistema de gestión de datos, así como recibir información y ser usado como interfaz entre la empresa y el hogar [17].

Existen diferentes funciones de los “medidores inteligentes”, como por ejemplo:

- Control de robo de energía eléctrica: Algunos medidores pueden detectar la manipulación del medidor, detectando situaciones anormales como el no registro del consumo de energía por un período de 24 horas [19].
- Registro y almacenamiento de datos: En general, los medidores tienen la capacidad de registrar y almacenar datos, sin embargo, los datos de registro y almacenamiento pueden diferir de un medidor a otro. Pueden registrarse y almacenarse perfiles de carga, eventos como perturbaciones, caídas y elevaciones de tensión (sag/swell), cortes y suministros del servicio, etc [17].
- Control de electrodomésticos inteligentes: Algunos “medidores inteligentes” pueden reducir el tiempo de utilización de electrodomésticos inteligentes durante horas pico del consumo de energía, en donde la tarifa es más costosa y encenderlos automáticamente en períodos de bajo costo [22].

2. ANÁLISIS DE LA LEY 1715 PARA LA OBTENCIÓN DE BENEFICIOS ECONÓMICOS Y TRIBUTARIOS

El 13 de mayo de 2014 el Ministerio de Minas y Energía; la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG); la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME); el Ministerio de Hacienda y Crédito Público; el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible; la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales y las Corporaciones Autónomas Regionales, realizaron una serie de compromisos de trabajo que tuvieron por objeto analizar y aplicar sus competencias administrativas en busca de los potenciales cambios regulatorios en materia de eficiencia energética, lo que servirá para reglamentar el proyecto de ley que estimulara la inversión, la investigación y el desarrollo para la producción y utilización de energía a partir de fuentes no convencionales.

La ley 1715 de 2014 sigue en proceso de reglamentación, con la expectativa de tener grandes cambios tecnológicos en el segmento de la distribución y usuarios finales, hoy en día se tiene la esperanza de que va a materializarse en el mercado local, con la instalación de los primeros medidores inteligentes que estarán encaminados a fortalecer el concepto de generación distribuida por cuenta de la micro generación.

En este proceso de reglamentación se ha priorizado los siguientes temas: Excedentes de la autogeneración y respuesta de la demanda la cual será el mecanismo que debe ayudar en el momento que suceda un cambio climático severo como el fenómeno del niño que golpea fuertemente el abastecimiento de recursos hídricos a nivel nacional, zonas no interconectadas (ZNI), incentivos a la FNCE, generación distribuida y FENOGE

La UPME y el Ministerio de Minas y de Energía en compañía de todas las entidades gubernamentales involucradas en el desarrollo de la reglamentación presentaron los siguientes decretos y resoluciones:

Decreto 2469 de 2014 – Lineamientos para la entrega de excedentes de energía por parte de auto generadores a gran escala.

Resolución CREG 175 de 2014, proyecto de resolución “Por la que se reglamenta la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN).”

Resolución CREG 024 de 2015, “Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el sistema interconectado nacional (SIN) y se dictan otras disposiciones.” Los lineamientos son enfocados para entrega de excedentes que actualmente están reglamentados.

Resolución CREG 079 de 2015., “Regular el ejercicio de las actividades de los sectores de energía y gas combustible para asegurar la disponibilidad de una oferta energética eficiente, propiciar la competencia en el sector de minas y energía y proponer la adopción de las medidas necesarias para impedir abusos de posición dominante y buscar la liberación gradual de los mercados hacia la libre competencia”.

Decreto 2492 de 2014 – Lineamientos mecanismos de respuesta de la demanda.

Resolución CREG 098 de 2014, proyecto de resolución de carácter general, “Por la cual se regula la respuesta de la demanda para el mercado diario en condiciones de escasez.

Resolución CREG 011 DE 2015, Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica.

Proyecto de decreto FENOGGE: está publicado para comentarios el 20/05/2015.

Proyecto de decreto ZNI: está publicado para comentarios el 16/04/2015.

Decreto 1623 de 2015 - Lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el SIN y en las ZNI: 11/07/2015.

Resolución UPME 281 de 2015: Definición límite máximo de potencia de autogeneración a pequeña escala (1MW) 05/06/2015.

Decreto 2143 de 2015: Definición de los lineamientos para aplicación de los incentivos establecidos en el capítulo III de la ley 1715 de 2014.

Resolución UPME 045 de 2016: Por la cual se establecen los procedimientos y requisitos para emitir la certificación y avalar los proyectos de fuentes no convencionales de energía (FNCE), con miras a obtener el beneficio de la exclusión del IVA y la exención de gravamen arancelario de que tratan los artículos 12 y 13 de la Ley 1715 de 2014, y se toman otras determinaciones.

Resolución UPME 143 de 2016: Por la cual se modifica el artículo quinto y se adicionan artículos y anexos a la Resolución UPME 0520 de octubre 09 de 2007 por medio de la cual se establece el registro de proyectos de generación y se toman otras disposiciones.

Resolución 1283 de 2016 Min Ambiente: Por medio del cual se establece el procedimiento y requisitos para la expedición de la certificación del beneficio ambiental por nuevas inversiones en proyectos de fuentes no convencionales de

energías renovables – FNCER y gestión eficiente de la energía para obtener beneficios tributarios y se adoptan otras determinaciones.

Decreto 348 de 2017: Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

En el Artículo 2.2.3.2.4.7. Parámetros para ser considerado autogenerador a pequeña escala este deberá cumplir con los siguientes parámetros:

La potencia instalada debe ser igual o inferior al límite máximo determinado por la UPME para la autogeneración a pequeña escala la cual en la resolución 281 de 2015 de la UPME se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala, de un 1 MW.

La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local.

La cantidad de energía sobrante o excedente podrá ser cualquier porcentaje del valor de su consumo propio.

Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por los propietarios o por terceros.

Las condiciones reglamentarias y regulatorias no permiten aún un despliegue total para los autogeneradores a pequeña escala, pero la tecnología para organizar una instalación micro-generadora ya está disponible.

El Artículo 2.2.3.2.4.9 que establece de la remuneración de excedentes de energía. La CREG definirá el mecanismo de remuneración de autogeneración a pequeña escala y el responsable de su liquidación y medición. Dicho mecanismo deberá: i) facilitar la liquidación periódica de los excedentes de energía y definir las condiciones para que los saldos monetarios a favor del autogenerador sean remunerados de forma expedita y ii) tener en cuenta las características técnicas de la medida y la capacidad instalada del usuario.

Dependiendo como la Comisión de Regulación de Energía y Gas valore la actividad de inyectarle excedente de energía a la red local; la comunidad interesada evaluará el costo y el beneficio para iniciar el proceso de acople, realizar la instalación de un kit de autoconsumo cumpliendo con todos los requerimientos de los reglamentos técnicos de seguridad tanto de los equipos como de la ejecución de las obra.

Una vez instalado un sistema que supera la carga instalada, necesariamente le entregará excedentes a la red local, para valorar este beneficio se requiere de un medidor con los parámetros mínimamente requeridos y que puedan analizar el consumo de la energía en varias tarifas si aplica para el método de remuneración del operador de red.

En este escenario el operador de red tendrá kW/h adicionales que entregara a otros usuarios cercanos obteniendo el beneficio que la CREG le regule, también ayudará a equilibrar la demanda energética por muchos años.

3. NORMATIVIDAD VIGENTE COLOMBIANA PARA EL USO DE MEDIDORES INTELIGENTES

En este capítulo se analiza y estudian las leyes y normatividades vigentes en Colombia, abordando temas de la medición inteligente

3.1 LEY 142 DE 1994

Artículo 9. Derechos de los usuarios.

9.1 “Obtener de las empresas la medición de sus consumos reales mediante instrumentos tecnológicos apropiados, dentro de plazos y términos que para los efectos fije la comisión reguladora, con atención a la capacidad técnica y financiera de las empresas o las categorías de los municipios establecida por la ley” [1].

Este Artículo indirectamente obliga a la empresa prestadora del servicio a medir los “consumos reales” de los usuarios. La empresa prestadora del servicio de energía podría tomar en consideración el numeral 9.1 del Artículo 9 como incentivo regulatorio para la implementación de los medidores inteligentes, pues éstos ofrecen prestaciones adicionales como la lectura remota, facilitan la lectura frecuente (por intervalos) de los consumos de los usuarios y se pueden evitar situaciones en las que la empresa no pueda medir el consumo del usuario, ya sea porque el usuario se oponga a que el funcionario realice la lectura del medidor o porque el medidor se encuentre en un sitio de difícil acceso. A su vez, se evitaría que se efectúen facturas basadas en el promedio de los consumos anteriores, como lo estipula el Artículo 146 de la Ley 142 de 1994. Estos promedios podrían

no corresponder al “consumo real” del usuario, por lo que la empresa estaría incurriendo en una falta. A continuación, se enuncia el Artículo 146 de la Ley 142 de 1994:

Artículo 146: “Cuando, sin acción u omisión de las partes, durante un período no sea posible medir razonablemente con instrumentos los consumos, su valor podrá establecerse, según dispongan los contratos uniformes, con base en consumos promedios de otros períodos del mismo suscriptor o usuario, o con base en los consumos promedios de suscriptores o usuarios que estén en circunstancias similares [1].

Artículo 11. Función social de la propiedad en las entidades prestadoras de servicios públicos.

11. 4 “Informar a los usuarios acerca de la manera de utilizar con eficiencia y seguridad el servicio público respectivo” [1].

La empresa prestadora del servicio de energía podría tomar en consideración el Artículo 11 como incentivo regulatorio para la implementación de medidores inteligentes, ya que por medio de éstos podrán informar frecuentemente al usuario sobre sus consumos, lo cual representa una información útil para el usuario, quien podrá tomar las respectivas políticas de consumo, de tal forma que haga un uso eficiente de la energía. Desde este punto de vista, si la empresa enseña al usuario sobre cómo con el medidor inteligente puede hacer un mejor uso de la energía, el medidor se constituiría como un medio de información complementario para el usuario y así, la empresa estaría ejerciendo esta función social.

Además, si el usuario está viendo constantemente sus consumos, podría tener una visión clara sobre las medidas a implementar para reducirlos en los momentos en los que observe que éstos se eleven.

Artículo 144. De los medidores individuales. “Los contratos uniformes pueden exigir que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos. En tal caso, los suscriptores o usuarios podrán adquirir los bienes y servicios respectivos a quien a bien tengan; y la empresa deberá aceptarlos siempre que reúnan las características técnicas a las que se refiere el inciso siguiente. La empresa podrá establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles. No será obligación del suscriptor o usuario cerciorarse de que los medidores funcionen en forma adecuada; pero sí será obligación suya hacerlos reparar o reemplazarlos, a satisfacción de la empresa, cuando se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o cuando el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida con menor incertidumbre. Cuando el usuario o suscriptor, pasado un período de facturación, no tome las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta del usuario o suscriptor.” [1]

Mediante el Artículo 144 de la Ley 142 de 1994, la empresa prestadora del servicio de energía podría justificar el reemplazo del medidor convencional por un “medidor inteligente”, puesto que el desarrollo tecnológico ha puesto a disposición estos medidores, los cuales cuentan con prestaciones adicionales como la lectura frecuente (por intervalos) de los consumos de energía, envío de información que puede ser útil para la empresa (frecuencia, valor eficaz de la tensión y la corriente, el factor de potencia, etc.). Sin embargo, el suscriptor puede manifestar su oposición si el medidor que dispone cumple con las características técnicas exigidas por la empresa y a su vez, no requiere de algún tipo de reparación. Por lo tanto, la empresa no podría exigirle al suscriptor la sustitución del medidor si ha verificado el buen funcionamiento del medidor.

Adicionalmente, el grado de oposición por parte de los usuarios puede ser alto, aún más cuando el gasto debe ser asumido por el usuario, pues conforme a este artículo, es obligación del usuario reemplazar el medidor. El costo de un medidor inteligente oscila en 388 USD, una cifra significativa para los usuarios de los estratos 1, 2 y 3, quienes muy probablemente no pueden asumir dicho costo.

3.2 RESOLUCIÓN CREG 172 DE 2011

Esta resolución ofrece un incentivo regulatorio para la adopción de tecnologías de medición inteligente con el fin de reducir las pérdidas no técnicas. La resolución en mención establece la metodología para la implementación de los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas en los Sistemas de Distribución Local (SDL) y aplica a los operadores de red y comercializadores minoristas que atienden usuarios regulados y no regulados en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) [5].

Los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas son el conjunto de actividades que debe ejecutar un Operador de Red (OR) para reducir el índice de pérdidas en su sistema [5].

En especial, el operador de red (OR) que puede presentar el Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas es aquel que presente pérdidas de energía en el nivel de tensión 1 superiores a las pérdidas reconocidas por la CREG, conforme el Artículo 4 de la resolución en mención, expuesto a continuación:

Artículo 4. Requisitos para la presentación del plan.

“El OR j que atienda un mercado de comercialización que presente pérdidas de energía en el Nivel de Tensión 1, calculadas según lo establecido en el numeral

4.1.2 del Anexo 4 de la presente resolución, superiores a las pérdidas reconocidas a la fecha de entrada en vigencia de esta resolución, debe someter para aprobación de la CREG el plan que debe establecer como mínimo, lo establecido en el Anexo 1” [5].

El OR debe establecer en el Plan las metas relacionadas con la reducción de pérdidas no técnicas. Dado el caso en que éste incumpla con las metas fijadas, deberá dar parte o la totalidad de los recursos recibidos por el plan a los usuarios del mercado de comercialización, de acuerdo al literal e) del Artículo 3 de la resolución en mención, expuesto a continuación:

Artículo 3. Criterios Generales

e) “La remuneración de los Planes de Reducción de Pérdidas está sujeta al cumplimiento de las metas aprobadas a cada OR en resolución particular. El incumplimiento de las metas será causal de devolución, a los usuarios del mercado de comercialización respectivo, de parte o de la totalidad de los recursos recibidos por este concepto, según lo establecido en esta resolución” [5].

El Operador de Red (OR) que presente pérdidas de energía inferiores o iguales a las pérdidas reconocidas no debe presentar un plan, pero sí un estudio en el que incluya el índice de pérdidas en el Nivel de Tensión 1, calculado según como se especifica en esta resolución, en el numeral 4.1.2 del Anexo 4 [5].

3.3 RESOLUCIÓN CREG 070 DE 1998

Ítem 3. Numeral 3.3. Criterios para desarrollar la planeación de la expansión de los ORs.

“En cumplimiento de los principios establecidos en el presente Reglamento de Distribución, la planeación debe ser desarrollada con base en los siguientes criterios:

Adaptabilidad. Los planes de expansión deberán incorporar los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico” [8].

Este criterio en especial, da cabida a que los operadores de red en sus planes de expansión tengan en consideración tecnologías de medición inteligente, la cual ofrece entre otros servicios la acción de conexión/desconexión remota, gestión de carga, transmisión de parámetros de variables como consumo de energía, frecuencia, tensión, y corriente, entre otras, lo cual puede representar una mejoría en la calidad de la prestación del servicio. El inconveniente del empleo de esta tecnología es el costo requerido para su funcionamiento y por tanto, la prestación del servicio no se haría al menor costo económico.

3.4 RESOLUCIÓN CREG 108 DE 1997

Artículo 24. De la medición individual. e) “La empresa podrá ofrecer la instalación de medidores de prepago a los suscriptores o usuarios que no sean beneficiarios de subsidios en los servicios públicos de energía y/o gas” [9].

Este artículo ofrece una oportunidad para que la empresa prestadora de servicios públicos instale medidores prepago en los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, quienes no reciben subsidios para el pago de los servicios públicos. Específicamente los usuarios de los estratos 5 y 6 aportan subsidios a los estratos 1, 2 y 3, conforme lo estipula la Ley 142 de 1994 en sus Artículo 87.3 y Artículo 89, los cuales se citan a continuación:

Ley 142 de 1994. Artículo 87.3: Por solidaridad y redistribución se entiende que al poner en práctica el régimen tarifario se adoptarán medidas para asignar recursos a "fondos de solidaridad y redistribución", para que los usuarios de los estratos altos y los usuarios comerciales e industriales, ayuden a los usuarios de estratos bajos a pagar las tarifas de los servicios que cubran sus necesidades básicas [1].

Ley 142 de 1994. Artículo 89: (...) “Los concejos municipales están en la obligación de crear "fondos de solidaridad y redistribución de ingresos", para que al presupuesto del municipio se incorporen las transferencias que a dichos fondos deberán hacer las empresas de servicios públicos, según el servicio de que se trate, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 89.2 de la presente Ley. Los recursos de dichos fondos serán destinados a dar subsidios a los usuarios de estratos 1, 2 y 3, como inversión social, en los términos de esta Ley. A igual procedimiento y sistema se sujetarán los fondos distritales y departamentales que deberán ser creados por las autoridades correspondientes en cada caso” [1].

3.5 CÓDIGO DE MEDIDA

El código de la medida representa uno de los incentivos regulatorios para la adopción de tecnologías de medición inteligente específicamente en las siguientes fronteras comerciales:

- Puntos de entrega de energía neta de los generadores a cualquiera de las redes de transmisión o distribución [10].
- Puntos de conexión entre los equipos de un transportador y de un distribuidor. En conexiones de transformación, la frontera estará ubicada en el lado de más alta tensión del equipo [10].
- Puntos de consumo de energía de los grandes consumidores atendidos por comercializadores diferentes al distribuidor local o que estén conectados directamente a una red de transmisión. En el caso de redes de distribución la

ubicación de la frontera se hará por acuerdo entre el usuario y la empresa de distribución, mientras que en el caso de redes de transmisión la frontera se ubicará en el nivel de tensión de la red de transmisión [10].

- Puntos de conexión entre equipos de empresas transportadoras, según acuerdo entre las partes [10].
- Puntos de conexión entre equipos de empresas distribuidoras, según acuerdo entre las partes [10].

Aunque este código no representa un incentivo regulatorio para adoptar los “medidores inteligentes” en los puntos de consumo de los pequeños consumidores, sí lo es para las fronteras comerciales mencionadas anteriormente, puesto que en el código se estipula que aquellas fronteras comerciales que se encuentren ubicadas en los puntos de red en los que se presentan flujos de potencia en ambos sentidos, deben instalarse contadores bidireccionales. Por lo tanto, los “medidores inteligentes” se ajustan a este requerimiento establecido en el Código de Medida.

Adicionalmente, en el código se menciona que las transacciones de energía en todas las fronteras comerciales definidas anteriormente, deben ser registradas en forma horaria. Por esta razón, un “medidor inteligente” se ajusta a este otro requerimiento exigido por el código.

Cabe mencionar que en el código se establece la precisión y la resolución que deben tener los medidores en las fronteras comerciales. Por ejemplo, los medidores de las fronteras comerciales con tensiones superiores o iguales a 110 kV deben ser de clase IEC 0,2 [10].

3.6 NTC 4440: EQUIPOS DE MEDICIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA. INTERCAMBIO DE DATOS PARA LECTURA DE MEDIDORES, TARIFA Y CONTROL DE CARGA. INTERCAMBIO DIRECTO DE DATOS LOCALES

La norma NTC 4440 es una traducción idéntica de la norma IEC 62056-21 [14]. Ésta describe las especificaciones de hardware y de protocolo para el intercambio local de datos de los medidores. Algunas temáticas a tratar en la norma son: velocidad de transmisión de datos, modos de comunicación, tiempo entre la recepción de un mensaje y la transmisión de una respuesta de los modos de comunicación, entre otros. [14]

3.7 NTC ISO/IEC 27001: TECNOLOGÍA DE LA INFORMACIÓN. TÉCNICAS DE SEGURIDAD. SISTEMAS DE GESTIÓN DE LA SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN (SGSI). REQUISITOS

Esta norma es una traducción de la norma ISO/IEC 27001 y actualmente se encuentra bajo revisión por el Comité de Normalización 181 del ICONTEC (Gestión de Tecnologías de la Información) [11]. El Comité 181 está integrado por bancos tales como ATH, Banco Caja Social, Banco Agrario de Colombia, Banco Davivienda, Banco de Bogotá y empresas como Ecopetrol, Colombia Telecomunicaciones S.A E.S.P, Telmex Colombia S.A, CompuRedes S.A, entre otras [13].

La norma en vigencia habla sobre los requisitos para establecer, implementar, operar, hacer seguimiento, revisar, mantener y mejorar un Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información (SGSI) en cualquier organización (empresas comerciales, agencias gubernamentales, organizaciones sin ánimo de lucro) [15].

3.5 NTC-IEC 61000-4-30 COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA (CMEM) PARTE 4-30: TÉCNICAS DE ENSAYO Y DE MEDIDA. MÉTODOS DE MEDIDA DE LA CALIDAD DE POTENCIA

Esta norma define los métodos de medida de los parámetros de calidad de potencia (frecuencia, tensión, sag, swell, interrupciones de tensión, tensiones transitorias, desbalances de tensión, armónicos, etc.) de las redes de corriente alterna de 50/60 Hz y el modo de interpretar los resultados.

En dicha norma, se proponen tres clases de métodos de medida (A, S, B), especificando las incertidumbres, rangos de medida y evaluación de la medida para cada clase en los diferentes parámetros de calidad de potencia.

Otras normas vigentes que se encuentran en revisión, con el fin de adaptarlas a la implementación de redes inteligentes en Colombia son: NTC 5648: “Medición de Energía Eléctrica. Sistemas de Pago. Requisitos Particulares. Medidores de Pago Estáticos para Energía Activa (Clase 1 y 2) (26/11/2008)”; NTC 5753: “Medida de la Energía Eléctrica. Glosario de Términos (21/04/2010)”; NTC 5907: “Mediciones de Electricidad. Sistemas de Pago. Especificación de Transferencia Estándar (Sts). Protocolo de la Capa de Aplicación para Sistemas Portadores de Códigos en una sola dirección (21/03/2012) y NTC 5908: “Medidores de Electricidad. Sistemas de Pago. Especificación de Transferencia Estándar (Sts). Protocolo de Nivel Físico para portadores de Código de Tarjeta Magnética (21/03/2012)” [11]

3.6 NTC 6079 REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Este proyecto de norma técnica está separado por 5 módulos y en cada uno de ellos se explican respectivamente los requisitos de: la Unidad de Medida (conformada por el medidor de energía, visualizador, dispositivo de conexión/desconexión, dispositivo de cliente final, medidor multiservicios), Unidad Centralizada, Sistemas de Operación y Gestión, Sistema de Comunicaciones y Sistema de Seguridad, los cuales en conjunto integran a la infraestructura de medición avanzada (AMI). En el borrador no se contempla el uso de los dispositivos de cliente final ni tampoco el uso de un medidor multiservicio (energía, agua, etc.), los cuales hacen parte de la Unidad de Medida.

A continuación, se mencionarán algunos de los requisitos que expone la norma en relación a los medidores.

1. Los medidores ubicados en cajas, subestaciones o en la parte superior de los postes, podrán contar con un medio que permita al usuario visualizar sus consumos como por ejemplo vía mensajes SMS o los que la tecnología y servicios informáticos posibiliten.
2. Cumplir con las especificaciones técnicas de la NTC 5019, 2147, 4052, 4569, 4649, 5648, entre otras.
3. Se debe realizar mantenimiento al equipo de medida de forma alámbrica y/o inalámbrica. El mantenimiento debe contar con los mecanismos de seguridad que impidan que personal no autorizado realice esta función. Entre los mecanismos de seguridad, enunciados en el literal 6.2.6, se encuentra que la Unidad de Medida debe detectar intentos de sabotajes físicos, incluida la eliminación de la cubierta de terminales.

4. El medidor debe estar en la capacidad de verificar que la acción de conexión/desconexión se realizó físicamente. También debe reportar el estado de lectura en el momento en que se realizó la conexión o desconexión.

En resumen, en Colombia aún no están rigiendo normas en las que se precise sobre los medidores inteligentes; sin embargo, ya existe un borrador que menciona los requerimientos del sistema AMI y se encuentran en revisión ciertas normas para que en ellas se incluyan las temáticas relacionadas con el uso de medidores inteligentes. En cuanto al marco regulatorio, existen artículos que incentivan la implementación de medidores inteligentes.

A continuación, se elabora una síntesis de la normatividad expuesta anteriormente vigente en Colombia para el uso de la medición inteligente a los diferentes factores que este sistema aplique

Tabla 1. Normatividad vigente Colombiana para el uso de la medición inteligente

NORMATIVIDAD VIGENTE PARA EL USO DE MEDIDORES INTELIGENTES	
LEY 142	En esta ley se mencionan los derechos y deberes de los usuarios y de las entidades prestadoras del servicio de energía. En el artículo 11 el cual señala que las empresas prestadoras de energía deben cumplir una función social, con la instalación de un medidor inteligente esta labor se está cumpliendo debido a que los usuarios podrán tener una información de su consumo quien a su vez podrá optar por unas políticas de ahorro de energía. En el artículo 144 el cual hace mención que es obligación de los usuarios cambiar o reparar los medidores que no funcionen de forma adecuada, la empresa prestadora podrá justificar el reemplazo del medidor por uno inteligente.
CREG 172	Esta resolución ofrece un incentivo regulatorio para la adopción de tecnologías con el fin de reducir las pérdidas no técnicas. Estos solo aplican para los OR y los comercializadores. Unas de las ventajas de la medición inteligente es reducir las pérdidas no técnicas.

NORMATIVIDAD VIGENTE PARA EL USO DE MEDIDORES INTELIGENTES	
CREG 070	Ítem 3. Numeral 3.3. Criterios para desarrollar la planeación de la expansión de los ORs. Este criterio en especial, da cabida a que los operadores de red en sus planes de expansión tengan en consideración tecnologías de medición inteligente, la cual ofrece entre otros servicios la acción de conexión/desconexión remota, gestión de carga, transmisión de variables como consumo de energía, frecuencia, tensión, y corriente, entre otras, lo cual puede representar una mejoría en la calidad de la prestación del servicio.
CREG 108	Artículo 24. De la medición individual. Este artículo ofrece una oportunidad para que la empresa prestadora de servicios públicos instale medidores prepago en los usuarios de los estratos 4, 5 y 6, quienes no reciben subsidios para el pago de los servicios públicos.
CODIGO DE MEDIDA	El código de la medida representa uno de los incentivos regulatorios para la adopción de tecnologías de medición inteligente específicamente las comerciales, Adicionalmente, en el código se menciona que las transacciones de energía en todas las fronteras comerciales, deben ser registradas en forma horaria. Por esta razón, un “medidor inteligente” se ajusta a este otro requerimiento exigido por el código.
NTC 4440	Ésta describe las especificaciones de hardware y de protocolo para el intercambio local de datos de los medidores. Algunas temáticas a tratar en la norma son: velocidad de transmisión de datos, modos de comunicación, tiempo entre la recepción de un mensaje y la transmisión de una respuesta de los modos de comunicación, entre otros.
IEC 27001	Debido a que en la entrada de la medición inteligente se podrá observar información personal esta norma en vigencia habla sobre los requisitos para establecer, implementar, operar, hacer seguimiento, revisar, mantener y mejorar un Sistema de Gestión de la Seguridad de la Información (SGSI) en cualquier organización (empresas comerciales, agencias gubernamentales, organizaciones sin ánimo de lucro).
IEC 61000	Esta norma define los métodos de medida de los parámetros de calidad de la potencia (frecuencia, tensión, sag, swell, interrupciones de tensión, tensiones transitorias, desbalances de tensión, armónicos, etc.) de las redes de corriente alterna de 50/60 Hz y el modo de interpretar los resultados.

NORMATIVIDAD VIGENTE PARA EL USO DE MEDIDORES INTELIGENTES	
NTC 6079	Esta norma define los requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica

4. BENEFICIOS DE LA MEDICIÓN EN EL MERCADO DE LA DISTRIBUCIÓN

Como principales beneficios de la medición por parte de la compañía que suministra el servicio de energía, se tiene que si los resultados del proyecto son positivos y existe un reconocimiento de las inversiones por parte del regulador, se verá beneficiada con una optimización del OPEX de la compañía respecto a las operaciones comerciales.

Por otra parte, la instalación de medidores inteligentes generaría el ahorro en los costos para las operaciones de lectura, corte y reconexión, revisión de medidores e inspecciones entre otros beneficios tales como [7]:

- Procesos de facturación mejorados.
- Mejor información sobre los patrones de consumo.
- Ahorro en los costos de compra de energía.
- Reducción de deudas por incumplimiento de pago del servicio.
- Reducción de costos en la lectura del medidor.
- Detección y restauración de fallas del sistema más rápidas.
- Monitorización de la calidad de tensión.
- Mejor información del consumo.
- Facturación con menor incertidumbres.
- Mejor servicio al cliente.
- Reducción de fraudes.

Los beneficios de la “medición inteligente” dependen en gran mayoría de las especificaciones técnicas de los “medidores inteligentes” y de la infraestructura de “medición inteligente”. Sin embargo, pueden mencionarse algunos de los principales beneficios asociados a la “medición inteligente” el ahorro de energía

debido al incremento en la eficiencia, la reducción de costos, el aumento en la seguridad del suministro de energía y la reducción de pérdidas no técnicas [2].

4.1 BENEFICIOS ESPECÍFICOS PARA LOS OPERADORES DE RED

Con relación a los operadores de red se analizaron los siguientes beneficios que obtendrán incorporando la medición inteligente a sus usuarios

- Identificación de los puntos específicos en donde se tiene pérdida de energía eléctrica por factores técnicos y no técnicos, para instrumentar acciones orientadas a la reducción de las mismas.
- Optimización de las actividades relacionadas con la toma de lecturas, corte, reconexión y atención de inconformidades.
- Incremento en la calidad y confianza en la lectura de consumos y en el proceso de facturación.
- Identificación puntual de forma automática de los nodos en donde ocurren interrupciones de energía y la posibilidad de efectuar acciones oportunas para el restablecimiento del suministro.
- Balance de energía automático.
- Reducción del impacto ambiental.
- Reducción del número de accidentes derivado de procesos de lectura, de corte y reconexión de servicios, y del traslado de personal para su ejecución.
- Disposición de fuerza de trabajo para atender otras áreas críticas del proceso de comercialización.
- Fortalecimiento de la imagen institucional como empresa eficiente.
- Fomento al ahorro de energía.

4.2 BENEFICIOS PARA LAS ENTIDADES GUBERNAMENTALES

Con relación a las entidades gubernamentales se analizaron los siguientes beneficios que obtendrán con la entrada de la medición inteligente

- Obtienen mayor información para poder influenciar a los consumidores respecto a los patrones de consumo y al uso de la energía eléctrica, con el propósito de mejorar la predicción de la demanda.
- Oportunidad para influir sobre la eficiencia, confiabilidad y seguridad de la red y del servicio eléctrico, a través de la implantación de acciones orientadas a mejorar la eficiencia energética del lado de la demanda.
- Posibilidad de realizar ahorros en los costos de operación y mantenimiento por generación diferida y anticipación a fallas en la red eléctrica.
- Alineación con los conceptos de eficiencia energética de acuerdo a la normatividad internacional (ISO 50001).

4.3 BENEFICIOS PARA EN GENERAL

Con relación a la sociedad se analizaron los siguientes beneficios que obtendrán con la entrada de la medición inteligente

- Cumplimiento de los objetivos trazados para el ahorro de energía y reducción de emisiones.
- Reducción de la capacidad de demanda.
- Mejor calidad de suministro.
- Efecto sobre el mercado laboral.

4.4 BENEFICIOS TÉCNICOS PARA LOS USUARIOS

Con relación a los usuarios se analizaron los beneficios técnicos como la gestión del consumo, una facturación precisa y un mejor servicio al cliente, que se obtendrán con la entrada de la medición inteligente

4.4.1 Gestión del consumo. Uno de los beneficios potenciales que ofrece la medición inteligente, es el de obtener en detalle los consumos de energía eléctrica por intervalos (días, horas, minutos), lo cual puede representar un insumo para el usuario, pues con base en dicha información, podría determinar sus propias políticas de consumo. Sin embargo, esta información puede ser sub-utilizada y por ende, es muy probable que en las facturas no se vea reflejada una reducción en los consumos.

El bajo nivel educativo de muchos usuarios y la falta de conciencia de los mismos por dar un uso razonable a la energía eléctrica, conllevaría a una sub-utilización de los beneficios que ofrece la medición inteligente, ya que este bajo nivel educativo puede limitar el entendimiento de la información proporcionada por el medidor y la falta de conciencia puede generar situaciones en las cuales estos usuarios hagan caso omiso a las medidas pertinentes que debería tomar para reducir sus consumos de energía eléctrica.

4.4.2 Facturación con menor incertidumbre. Los usuarios pueden verse beneficiados en el hecho en que las facturas no serán estimadas, basadas en promedios, según las condiciones en que lo estipula la Ley 142 en su Artículo 146.

4.4.3 Mejor Servicio al cliente. Los usuarios podrán verse beneficiados en la obtención de un mejor servicio al cliente. Por ejemplo, dado el caso en que a un usuario se le haya efectuado previamente una suspensión o corte del servicio de energía y se apruebe la reconexión o la reinstalación del mismo, la operación de la

conexión nuevamente al servicio por parte de la empresa, se efectuará de manera más rápida porque con la tecnología de medición inteligente esta labor puede hacerse de manera remota, sin que se necesario enviar un funcionario.

El mejor servicio al cliente se verá reflejado también en el hecho en que el usuario ya no necesitará de llamar a la comercializadora cuando se le haya interrumpido el suministro de energía eléctrica por alguna falla. También el usuario podría solicitar la desconexión del servicio de energía con previo acuerdo entre la empresa y el usuario.

4.4.4 Beneficios económicos para los usuarios Para evaluar los beneficios económicos en los usuarios residenciales, se analizó las componentes que varían de la ecuación del Costo Unitario (CU) de la prestación del servicio de energía.

Recordando la ecuación del Costo Unitario de la prestación del servicio de energía, mostrada en el Capítulo 1, se tiene:

$$CU = (G + T + D + C_v + P_r + R) * consumo \quad (1)$$

Donde:

G = Costo de compra de energía (\$/kWh)

T = Costo por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh)

D = Costo por uso de Sistemas de Distribución (\$/kWh)

C_v = Cargo variable de Comercialización (\$/kWh)

P_r = Costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (\$/kWh)

R = Costo de Restricciones y de Servicios asociados con generación en \$/kWh

En la ecuación anterior, algunas componentes pueden variar tras la implementación de “medidores inteligentes”, concretamente la componente C_v y la componente P_r.

La componente P_r por ejemplo, incorpora tres costos: el costo de las pérdidas eficientes de energía, el costo del transporte de las pérdidas eficientes de energía y el costo del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas [23].

La Ecuación 2, muestra cada una de las componentes mencionadas anteriormente [23].

$$P_r = \left(\frac{G_m * (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m)}{1 - (IPR_{n,m,j} + IPRSTN_m)} + \frac{T_m * IPR_{n,m,j}}{1 - IPR_{n,m,j}} + \frac{CPROG_{j,m}}{V_m} \right) (2)$$

Costo de pérdidas eficientes
de energía

Costo de transporte de
pérdidas eficientes

Costo del plan de reducción
de pérdidas No Técnicas

Donde:

G_m = Costos de compra de energía (\$/kWh) para el mes m .

$IPR_{n,m,j}$ = Fracción o porcentaje de las pérdidas eficientes de energía reconocidas por la CREG, para el Mercado de Comercialización j , en el mes m , acumulados hasta el nivel n del Sistema de Distribución respectivo.

$IPRSTN_m$ = Fracción de la Demanda Real del Comercializador Minorista que corresponde a las pérdidas de energía por uso del Sistema de Transmisión Nacional asignadas durante el mes $m-1$, conforme a la metodología vigente estipulada en la Resolución CREG 119 de 2007.

T_m = Costos por uso del Sistema Nacional de Transmisión (\$/kWh) para el mes m .

$CPROG_{j,m}$ = Cargo en (\$/kWh) por concepto del Plan de Reducción de Pérdidas No Técnicas que se traslada a los usuarios regulados y no regulados del Mercado de Comercialización j , en el mes m .

V_m = Ventas totales facturadas a usuarios finales, regulados y no regulados del comercializador, calculadas en los doce meses anteriores al mes $m-3$, expresadas en kWh.

Las pérdidas eficientes para los niveles de tensión 2, 3 y 4 corresponden a las pérdidas técnicas aprobadas por las resoluciones particulares que aprueban cargos por uso con base en la Resolución CREG 097 de 2008 [58]. La CREG en el numeral 12.1 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 establece el cálculo de dichas pérdidas [58]. Los niveles de tensión para cada sistema se mencionan en la Resolución CREG 097 de 2008, mostrados en la tabla 2.

Tabla 2 Tensión suministrada a cada nivel de tensión

NIVEL DE TENSION	TENSION
4	$57.5 \text{ KV} \leq \text{Tensión} < 220 \text{ KV}$
3	$30 \text{ KV} \leq \text{Tensión} < 57.5 \text{ KV}$
2	$1 \text{ KV} \leq \text{Tensión} < 30 \text{ KV}$
1	$\text{Tensión} < 1 \text{ KV}$

Las pérdidas eficientes para el nivel de tensión 1, corresponden a la suma de las pérdidas técnicas más las pérdidas no técnicas reconocidas [24]. La Resolución CREG 172 de 2011 denomina a las pérdidas eficientes del nivel de tensión 1 como las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 $P_{j,1}$. Dichas pérdidas se calculan de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 097 de 2008 y en el Anexo 5 de la Resolución CREG 172 de 2011.

De acuerdo a la Ecuación 2, la variable que alude al porcentaje de las pérdidas eficientes es $IPR_{n,m,j}$, la cual varía cuando un Operador de Red (OR) presenta un plan de reducción de pérdidas no técnicas, pues así se estipula en el parágrafo 2 del Artículo 14 de la Resolución CREG 119 de 2007, expuesto a continuación:

“Parágrafo 2. Una vez inicie el plan de reducción de pérdidas no técnicas, el factor $IPR_{n,m,j}$ corresponderá al aprobado por la CREG para cada nivel de tensión en desarrollo del plan de reducción de pérdidas no técnicas de Energía que presente el Operador de Red del Mercado de Comercialización correspondiente” [23].

Una vez se dé inicio al plan, la variable $IPR_{n,m,j}$, se calcula aplicando la fórmula de la variable $PR_{j,1}$ (Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR al STN o SDL) definida en el numeral 12.3 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 y con base en las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 $P_{j,1}$. [24] El numeral 12.3 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 muestra las ecuaciones que se utilizan para referir las medidas de energía de cada nivel (1, 2, 3 y 4) del Operador de Red (OR) al Sistema de Transmisión Nacional (STN), considerando las pérdidas eficientes de los Sistemas de Distribución Local (SDL). [25]

A continuación se muestra la ecuación indicada en el numeral 12.3 del Anexo General de la Resolución CREG 097 de 2008 para el cálculo de la componente $IPR_{n,m,j}$.

$$PR_{1,j} = 1 - (1 - P_{j,1}) \left[(1 - PR_{3,j}) \left(\frac{Fe_{j,3-1}}{Fe_{j,1}} \right) + (1 - PR_{2,j}) \left(\frac{Fe_{j,2-1}}{Fe_{j,1}} \right) \right] \quad (3)$$

$PR_{1,j}$ = Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 1 del OR al STN o SDL

$P_{j,1}$ = Pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 del OR j (pérdidas eficientes en el nivel de tensión 1)

$PR_{3,j}$ = Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR al STN o SDL

$Fe_{j,n-1}$ = Flujo de energía anual entre el nivel de tensión n (n es 3 o 2) y el nivel de tensión 1 del OR j (MW-año)

$PR_{2,j}$, Factor para referir las medidas de energía del nivel de tensión 3 del OR al STN o SDL

Tal como se observa en la ecuación 3, si tras la implementación de los medidores inteligentes las pérdidas no técnicas se reducen, las pérdidas reconocidas en el nivel de tensión 1 del OR $P_{j,1}$ disminuirían, por ende el primer factor de la Ecuación 3 sería menor y el resultado del producto ($PR_{1,j}$) sería más pequeño.

Al disminuir $PR_{1,j}$, la componente $IPR_{n,m,j}$, de la Ecuación 2 disminuye porque estos dos variables son iguales. El efecto que tendría esto sobre la Ecuación 2 es que el costo de pérdidas eficientes de energía y el costo del transporte de las pérdidas eficientes se reducen porque el denominador de ambos términos dará una cantidad negativa mayor que causará una reducción en dichos costos.

Por otro lado, la componente $CPROG_{j,m}$ de la Ecuación 2 corresponde al costo del plan de reducción de pérdidas no técnicas que deben pagar los usuarios a todos los operadores de red que presenten dicho plan. Este costo es propuesto inicialmente por el operador de red en su plan de reducción de pérdidas no técnicas y posteriormente es evaluado por la CREG, quien fija dicho costo para cada operador de red. En $CPROG_{j,m}$, se cobran las inversiones y los gastos que le sean aprobados al OR sin incluir la infraestructura utilizada en la prestación del servicio y las inversiones requeridas para garantizar la confiabilidad, mejorar la calidad del servicio y aquellas destinadas a reducir las pérdidas técnicas [24].

Por lo anterior, hay una potencial reducción en la componente P_r al disminuir los dos primeros términos de la Ecuación 2.

Otro de los términos que varían de la ecuación del costo unitario de la prestación del servicio es C_v , ya que dentro de los costos de comercialización se cobra la lectura del medidor, entrega de la factura e impresión de la misma. Si se tiene en cuenta que mediante un “medidor inteligente” se puede realizar la lectura remota sin la necesidad de enviar un funcionario, debería omitirse el costo por lectura del

medidor. Además, el costo por entrega de la factura y el costo por impresión de la misma podrían omitirse si la empresa proporciona una factura digital, que puede ser visualizada ya sea a través del computador o a través de un teléfono móvil.

En el caso en que un usuario se encuentre suscrito a una comercializadora que presta varios servicios públicos (energía, aseo público y alcantarillado, etc.) debería efectuar un pago por impresión de la factura, pues, de todas formas, la empresa incurriría en el gasto por impresión de la factura en la que se muestra el costo por los otros servicios prestados.

En la Tabla 3 se resumen las variables del costo unitario de la prestación del servicio de energía que pueden cambiar, tras la implementación de un “medidor inteligente”.

Tabla 3 Variables de CU que pueden cambiar

VARIABLES DEL CU QUE PUEDEN CAMBIAR CON LA IMPLEMENTACIÓN DE UN "MEDIDOR INTELIGENTE"		
P_r	Costo de pérdidas eficientes de energía	Disminuyen si en efecto se reducen las pérdidas no técnicas, causando una disminución en $P_{j,1}$ y por ende en $IPR_{n,m,j}$.
	Costo del transporte de pérdidas eficientes	
C_v	Lectura del medidor	Se pueden omitir teniendo en cuenta que no se requiere el envío de un funcionario para cumplir con estas labores
	Entrega de la factura	
	Impresión de la factura	Puede reducirse o no, según lo determine la comercializadora

4.5 RESISTENCIA DEL CONSUMIDOR

La resistencia del consumidor puede ser un serio obstáculo para la implementación de la “medición inteligente” y es probablemente la barrera más difícil de mitigar [2].

En la mayoría de los casos la resistencia del consumidor se debe principalmente a dos razones [2]:

- Los consumidores pueden temer a que entes no autorizados tengan acceso a los datos registrados por los “medidores inteligentes”, dudando de la seguridad y privacidad de los mismos.
- Los consumidores no desearían costear la infraestructura de la “medición inteligente” si los beneficios no se ven reflejados en una retribución económica.

Los consumidores se pueden oponer al despliegue de los “medidores inteligentes” debido a la cantidad y el nivel de detalle de los datos personales recogidos por el medidor. La cantidad de datos recogidos posiblemente permite sacar conclusiones muy detalladas sobre la forma de vida y las rutinas diarias de los hogares, por ejemplo, podría saberse cuando alguien está en casa o identificarse lo que alguien está haciendo, de acuerdo a los perfiles típicos de demanda de los equipos del hogar. Además, la transmisión de los datos del consumidor al proveedor o al operador de red, crea cierta vulnerabilidad a accesos no autorizados [2].

Es necesario aumentar el nivel de conciencia de los potenciales ahorros de energía, fortalecer la confianza del consumidor y la aceptación política con el fin de mitigar esta barrera [2].

A continuación, la Tabla 4 resume los beneficios asociados a la medición inteligente de energía consumida y entregada a la red.

Tabla 4 Beneficios de la medición inteligente

BENEFICIOS DE LA MEDICION INTELIGENTE		
Beneficiado	Tipo	Beneficio
Para los Operadores de Red	Técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de perdidas • Calidad y precisión en la lectura y facturación de consumos • Identificación puntual de las interrupciones de energía
	Económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de costos por toma de lectura, corte y reconexión
	Ambiental	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción del impacto Ambiental, menos papeles de facturación
	Social	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de accidente de operarios por la toma de lectura, entrega de factura y por corte y reconexión
Para los entes gubernamentales	Técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor información de consumo de energía con el fin de tener una mejor proyección de la demanda
	Económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Realizar ahorros en los costos de operación y mantenimiento
Para los Usuarios	Técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Gestión del consumo • Facturación con menor incertidumbre • Mejor Servicio al cliente
	Económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Reducción de la facturación mediante las variables Pr y Cv
Para la sociedad en general	Técnicos	<ul style="list-style-type: none"> • Mejor calidad del suministro • Cumplimiento en ahorro de energía y emisión de gases
	Económicos	<ul style="list-style-type: none"> • Efecto sobre el mercado laboral

5. TECNOLOGÍAS DISPONIBLES EN LA MEDICIÓN INTELIGENTE

Las tecnologías a implementar pueden diferir de un país a otro, de acuerdo a las necesidades y expectativas que tenga cada uno de ellos [4].

Propiamente hablando de las tecnologías implementadas en los sistemas de distribución, países como China y Estados Unidos comenzaron el despliegue de medidores inteligentes con el fin de reducir las emisiones de CO₂, uno de los motivos más importantes para dichos países, puesto que sus contribuciones de CO₂ en el contexto mundial eran relativamente altas, del orden del 23,3% y 18,1% respectivamente durante el 2008 [4].

5.1 SISTEMA DE MEDICIÓN TWACS

El sistema TWACS (Two Way Automated Communications System) es un sistema de comunicación bidireccional que emplea la infraestructura del sistema de distribución eléctrico existente y permite a las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, obtener, comunicar y analizar la información de los consumos de energía de sus clientes. Este sistema además cuenta con otras funcionalidades como [19]:

- Lectura automática de medidores (AMR).
- Obtención de datos por intervalos.
- Monitorización de los parámetros de la tensión de línea y calidad de potencia.
- Servicio de conexión/desconexión remota.

5.1.1 Componentes. El sistema TWACS cuenta con un Equipo de Control Centralizado (CCE), un Equipo de Comunicación en la Subestación (SCE) y un

Equipo de Comunicación Remota (RCE), cada uno de éstos compuesto a su vez por otros elementos. [19]

5.1.1.1 Equipo de Control Centralizado (CCE). Los elementos que hacen parte del equipo de control centralizado (CCE) son aquellos que se encuentran en el centro de control de la empresa de servicios públicos como el computador y su hardware, el servidor de red (TNS) y los equipos de comunicación (módems) que conectan el TNS con los componentes del SCE [19].

5.1.1.2 Equipo de Comunicación en la Subestación (SCE). Se refiere a los elementos ubicados dentro de la subestación. Los principales elementos del SCE son: unidad de control y recepción (CRU), unidad de Modulación de la señal de salida (OMU), transformador de modulación (MTU) y unidad de recepción de la señal de entrada (IPU) [19].

- La CRU controla las comunicaciones en la subestación.
- La OMU es responsable de la transmisión de la señal de salida.
- MTU es el transformador que reduce la tensión de alimentación.
- La IPU es responsable de las comunicaciones entrantes.

La cantidad de los elementos del SCE varía según sea la configuración de la subestación en la que se vayan a instalar, puesto que algunos elementos como la OMU se instalan por cada barra de la subestación. La Tabla 5 muestra la cantidad de los elementos del SCE que se requieren en la subestación.

Tabla 5 Cantidad de elementos del SCE en la subestación

Elementos de SCE	Cantidad	Por
CRU	1	Subestación
OMU	1	Barra
MTU	1	OMU
IPU	1	Circuito o Barra

Fuente [20]

5.1.1.3 Equipo de Comunicación Remota (RCE). Son los elementos que se le instalan al cliente. Estos son: el medidor y un equipo de control de carga (LCT) por el cual la empresa podrá desconectar remotamente ciertos equipos eléctricos de la instalación como el aire acondicionado y los calentadores eléctricos de agua, además de recibir la información relacionada con el servicio de energía eléctrica que se presta. Cabe aclarar que algunos medidores tienen incorporada la función del control de carga, por el cual no es necesario disponer de un equipo adicional LCT. [19]

La infraestructura de comunicaciones del sistema TWACS está en parte compuesta por la infraestructura del sistema eléctrico que dispone la empresa, ya que la comunicación se realiza a través de las líneas eléctricas [19].

5.1.2 ¿Cómo opera la tecnología de medición TWACS? El sistema de medición TWACS maneja una comunicación bidireccional, donde el flujo de salida de la información va desde la estación maestra TNS hasta el medidor y el flujo de entrada desde el medidor hasta la estación maestra TNS [19].

La estación maestra TNS hace parte del equipo de control centralizado (CCE) y se comunica con la CRU mediante un enlace de comunicaciones (representado por el módem). La CRU a su vez, se comunica con otros elementos del SCE para ejecutar los comandos enviados desde la estación maestra TNS [19].

5.1.2.1 Flujo de la Información. Cuando hay un problema en el servicio, se envía un comando a la estación maestra TNS. Ésta reenvía dicho comando a la CRU por medio del enlace de comunicaciones [19].

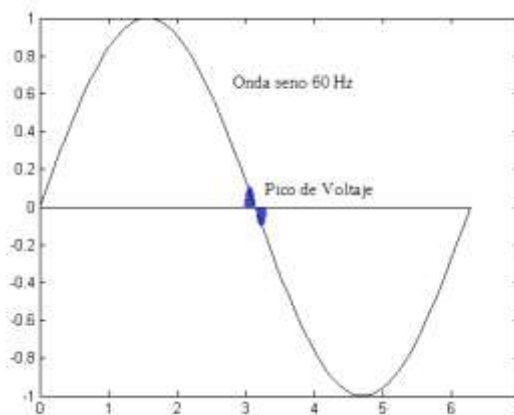
Una vez llega el comando a la CRU, se envían las instrucciones necesarias sobre las líneas de alta tensión, a través de la OMU y el MTU hasta llegar al medidor [19].

El medidor envía una respuesta a través del tendido eléctrico, la cual es recogida por la IPU. Ésta a su vez, reenvía la respuesta a la CRU, quién la comunica a la estación maestra TNS [19].

La IPU capta las señales de salida y entrada, ya que ve la señal que sale de la CRU y ve la señal de entrada proveniente de cualquier ruta del sistema eléctrico [19].

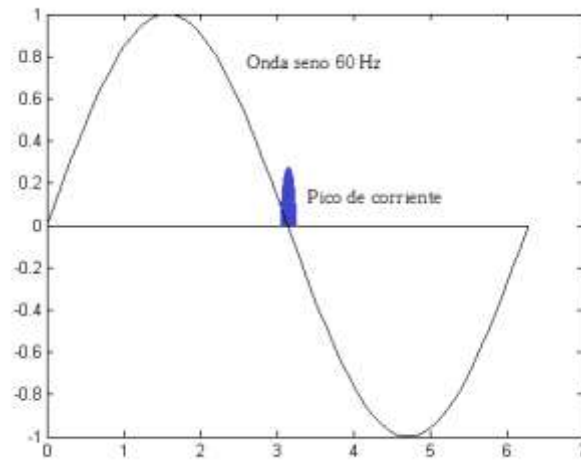
5.1.2.2 Comunicaciones. Durante el flujo de salida de la información, la señal de tensión que sale de la OMU es afectada por una ligera inyección de tensión. Esto ocurre cuando la onda seno de 60 Hz pasa por cero. La Figura 4.1 muestra la señal de salida durante el flujo de la información [19].

Figura 1. Señal de salida



Cuando la señal llega al medidor, su transceptor detecta la modulación de la señal de tensión y crea un pulso de corriente sobre la onda seno de 60 Hz cerca al cruce por cero, produciendo una señal de corriente que es detectada por los TI's de la subestación [19]. Dicha señal corresponde a la señal de entrada del flujo de información, mostrada en la Figura 4.2.

Figura 2. Señal de entrada



En la Figura 4.2 se muestra el flujo de la información del sistema TWACS con sus respectivas señales de entrada y salida.

La comunicación entre la estación maestra TNS y la CRU se lleva a cabo mediante un enlace de comunicaciones, empleando un módem. La empresa puede optar por el uso de una línea telefónica para comunicarse con las subestaciones o por un enlace de comunicación para cada subestación. La comunicación a través de una línea telefónica puede ser lenta, pues el proceso tarda 30 segundos e incluso puede haber situaciones en las que la línea telefónica no se encuentre disponible (ocupada) o la comunicación puede verse interrumpida por algún daño en la línea. Por el contrario, un enlace de comunicación por subestación permite una comunicación más rápida y por lo tanto, un mejor servicio al cliente [20].

Actualmente en América Latina existe la medición inteligente, enfocada en la parte industrial y comercial y ahora se está dando el paso de llevarla a los hogares. Ese salto está como una bola de nieve en la región, que empieza con proyectos piloto

en determinadas zonas, y Colombia está en este mismo paso de llevar la medición inteligente al sector residencial

La aparición sistemática de las fuentes de energía no convencionales (renovables FENCR) y el fortalecimiento de la eficiencia energética son dos de los principales impulsores de medición inteligente en el mundo, la cual se compone de: medidores, red de telecomunicaciones y softwares de gestión, medición y captura.

En este momento los medidores son unos computadores bien elaborados, se ha reducido sus costos por la masificación, alcanzando valores cercanos a los medidores electromecánicos que se utilizaban antes. Las principales características de estos medidores es que tienen la capacidad de integrar comunicación bidireccional y funcionalidades complejas como llevar varias tarifas (multitarifa) llegando a entregar información de la calidad de la energía eléctrica. Los medidores inteligentes otorgan una “dimensión de flexibilidad ante los cambios que puede ofrecer la generación intermitente, siendo una respuesta para la demanda, la que puede reducir o aumentar su consumo dependiendo de las ofertas de precios que reciba el mercado y para eso se necesitarían medidores que puedan registrar las horas en que se está consumiendo y, en función de eso, consumir más o reducir el consumo, dependiendo de los precios que lleguen a los usuarios.

6. CONCLUSIONES

Se espera que la ley 1715 dé pie al inicio de un cambio cultural sobre la materia en Colombia, debe necesariamente, ir acompañado de una toma de conciencia sobre el tema por parte de la comunidad. Por lo anterior, seguirá siendo fundamental contar con programas de educación y difusión sobre eficiencia energética.

Las condiciones reglamentarias y regulatorias actuales en Colombia no permiten aún un despliegue total de los medidores de energía eléctrica modernos (Smart Meter), las tarifas reguladas de la energía están dimensionadas para medidores de energía eléctrica convencionales, por lo que existe una barrera de costo para incorporar esta tecnología en forma masiva en clientes residenciales.

Los beneficios de los medidores inteligentes apuntan a una gestión más directa con los usuarios, pues ya que no habrá una intervención humana al momento de tomar la lectura de los consumos, con lo que disminuye la probabilidad de errores humanos, aumentando la certeza sobre los consumos de cada hogar.

Con la entrada en masa de los medidores inteligentes el recurso humano puede verse afectado debido a la desocupación laboral que van a tener los operarios que realizan los trabajos de toma de lectura, entrega de facturación, corte y reconexión

CITAS BIBLIOGRÁFICAS

[1] COLOMBIA. CONGRESO NACIONAL DE LA REPÚBLICA. Ley 142. (11, Julio 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1994. no. 41433. 1994.

[2] KEMA International B.V. BALMERT, David; GROTE, Daniel; PETROV, KONSTANTIN. “Final Report Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community”. Memorias. Viena, Austria. (24, Febrero, 2012).

[3] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 108. (11, Julio, 1997). Por la cual se señalan criterios generales sobre la protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1997. no. 43.082. pp. 1–28. (Diciembre 2016)

[4] Pérez Victoria (2013) Implementación de esta tecnología para disminuir la emisiones de CO2 Trabajo de grado <http://www.google.com.co/url?url=http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/7244/1/CB-0494731.pdf&rct=j&frm=1&q=&esrc=s&sa=U&ei=nWd2VNWTKMO1sQTzvYDABA&ved=0CB1QFjAA&sig2=mSP4dxl7u1b618vtjVbdrw&usg=AFQjCNFSxPDFpfYloP2dRWtkZGhCSIDpaQ> (95 páginas)

[5] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 172. (1, Diciembre, 2011). Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas en los Sistemas de Distribución Local. Diario Oficial. Bogotá D.C., 2011.

[6] Alvarez Carlos, Serna Francisco (Noviembre 2012) Normatividad sobre redes inteligentes

http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/uiet/normatividad_sobre_redes_inteligentes.pdf (Octubre 2014)

[7] Ramila Pablo Medición inteligente en Santiago de Chile (2009)

<http://web.ing.puc.cl/power/paperspdf/RamilaRudnickMI.pdf> (octubre 2014)

[8] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 070. (28, Mayo, 1998). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Diario Oficial. Bogotá D.C., 1998.no. 43.318

[9] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 108. (11, Julio, 1997). Por la cual se señalan criterios generales sobre la protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1997. no. 43.082. pp. 1–28.

[10] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CÓDIGO DE MEDIDA. 2011. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. . Diario Oficial. Bogotá D.C., 2011.

[11] CIDET, “Normatividad sobre Redes Inteligentes.” [Online]. Available: http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/uiet/normatividad_sobre_redes_inteligentes.pdf.

[12] CIDET, “Comité 144 ICONTEC de Normalización.” [Online]. Available: http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/comite_144_icontec_de_normalizacion.pdf.

[13] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN ICONTEC, “COMITES TECNICOS DE NORMALIZACIÓN,” 2013. [Online]. Available: <https://ssio.icontec.org.co/igsiofaseiii/Normalizacion/default.aspx>.

[14] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Equipos de Medición de Energía Eléctrica. Intercambio de Datos para Lectura de Medidores, Tarifa y Control de Carga. Intercambio Directo de Datos Locales. NTC 4440. 2005.

[15] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Tecnología de la Información. Técnicas de Seguridad. Sistemas de Gestión de la Seguridad de la Información (SGSI). Requisitos. ISO/IEC 27001. 2006.

[16] LEHTONEN, Matti ; ORTIZ, Alfredo; et al. “Evaluation of Energy Meters’ Accuracy Based on a Power Quality Test Platform,” En: Electric Power Components and Systems, vol. 35, no. 2, pp. 221–237, Feb. 2017.

[17] INFANTE, Nelson David “Estado del arte en medidores avanzados de energía eléctrica -Smart Meters-”. Tesis de Pregrado. Cali, Universidad del Valle, 2013.

[18] INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. PROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Requisitos para Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

[19] DCSI (Distribution Control Systems Inc), "Instructor Training Manual: TWACS BASICS," 2004.

[20] DCSI (Distribution Control Systems Inc), "COMPONENTS SCE," in TWACS NET SERVER (TNS) Operational Process Guide, 2004, p. 54.

[21] CASELLAS, Francisco; VELASCO, Guillermo; et al. E. Electrònica, D. E. E. Universitat, and P. De Catalunya, "El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica."

[22] DÍAZ, Carlos Andrés; HERNANDEZ, Juan Carlos. "Smart Grid : Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica - Estado del Arte." En: Revista S&T, vol. 9, pp. 53–81, 2011.

[23] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución CREG 119. (21, Diciembre, 2007). Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2012.

[24] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 172. (1,Diciembre, 2011). Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas en los Sistemas de Distribución Local. Diario Oficial. Bogotá D.C., 2011.

[25] COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 097. (26, Septiembre, 2008). Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

BIBLIOGRAFÍA

ALVAREZ Carlos, SERNA Francisco Normatividad sobre redes inteligentes
Noviembre 2012 [en línea] disponible en:
http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/uiet/normatividad_sobre_redes_inteligentes.pdf

CASELLAS, Francisco; VELASCO, Guillermo; et al. E. Electrònica, D. E. E. Universitat, and P. De Catalunya, "El concepto de Smart Metering en el nuevo escenario de distribución eléctrica."

CIDET, "Comité 144 ICONTEC de Normalización." [en línea] disponible en:
http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/comite_144_icontec_de_normalizacion.pdf.

CIDET, "Normatividad sobre Redes Inteligentes." [en línea] disponible en:
http://www.cidet.org.co/sites/default/files/documentos/uiet/normatividad_sobre_redes_inteligentes.pdf.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, CÓDIGO DE MEDIDA. 2011. Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. . Diario Oficial. Bogotá D.C., 2011.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 070. (28, Mayo, 1998). Por la cual se establece el Reglamento de Distribución de Energía Eléctrica, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional. Diario Oficial. Bogotá D.C., 1998.no. 43.318

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 097. (26, Septiembre, 2008). Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de Transmisión Regional y Distribución Local.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 172. (1, Diciembre, 2011). Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas en los Sistemas de Distribución Local. Diario Oficial. Bogotá D.C., 2011.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución 172. (1, Diciembre, 2011). Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de Reducción de Pérdidas No Técnicas en los Sistemas de Distribución Local. Diario Oficial. Bogotá D.C., 2011.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, Resolución CREG 119. (21, Diciembre, 2007). Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 2012.

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 108. (11, Julio, 1997). Por la cual se señalan criterios generales sobre la protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1997. no. 43.082. pp. 1–28. (Diciembre 2016)

COLOMBIA. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Resolución CREG 108. (11, Julio, 1997). Por la cual se señalan criterios generales sobre la protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1997. no. 43.082. pp. 1–28.

COLOMBIA. CONGRESO NACIONAL DE LA REPÚBLICA. Ley 142. (11, Julio 1994). Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones. Diario Oficial. Bogotá, D.C., 1994. no. 41433. 1994.

DCSI (Distribution Control Systems Inc), “COMPONENTS SCE,” in TWACS NET SERVER (TNS) Operational Process Guide, 2004, p. 54.

DCSI (Distribution Control Systems Inc), “Instructor Training Manual: TWACS BASICS,” 2004.

DÍAZ, Carlos Andrés; HERNANDEZ, Juan Carlos. “Smart Grid : Las TICs y la modernización de las redes de energía eléctrica - Estado del Arte.” En: Revista S&T, vol. 9, pp. 53–81, 2011.

INFANTE, Nelson David “Estado del arte en medidores avanzados de energía eléctrica -Smart Meters-”. Tesis de Pregrado. Cali, Universidad del Valle, 2013.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN ICONTEC, “COMITES TECNICOS DE NORMALIZACIÓN,” 2013. [en línea] disponible en: <https://ssio.icontec.org.co/igsiofaseiii/Normalizacion/default.aspx>.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Equipos de Medición de Energía Eléctrica. Intercambio

de Datos para Lectura de Medidores, Tarifa y Control de Carga. Intercambio Directo de Datos Locales. NTC 4440. 2005.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Tecnología de la Información. Técnicas de Seguridad. Sistemas de Gestión de la Seguridad de la Información (SGSI). Requisitos. ISO/IEC 27001. 2006.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMALIZACIÓN Y CERTIFICACIÓN. PROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Requisitos para Sistemas de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en Redes de Distribución de Energía Eléctrica.

KEMA International B.V. BALMERT, David; GROTE, Daniel; PETROV, KONSTANTIN. “Final Report Development of Best Practice Recommendations for Smart Meters Rollout in the Energy Community”. Memorias. Viena, Austria. (24, Febrero, 2012).

LEHTONEN, Matti ; ORTIZ, Alfredo; et al. “Evaluation of Energy Meters’ Accuracy Based on a Power Quality Test Platform,” En: Electric Power Components and Systems, vol. 35, no. 2, pp. 221–237, Feb. 2017.

PÉREZ Victoria Implementación de esta tecnología para disminuir la emisiones de CO2 2013 [en línea] disponible en: <http://www.google.com.co/url?url=http://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/10893/7244/1/CB-0494731.pdf&rct=j&frm=1&q=&esrc=s&sa=U&ei=nWd2VNWTKMO1sQTzvYDABA&ved=0CBIQFjAA&sig2=mSP4dxl7u1b618vtjVbdrw&usg=AFQjCNFSxPDFpfYloP2dRWtkZGhCSIDpaQ> (95 páginas)

RAMILA Pablo Medición inteligente en Santiago de Chile [en línea] disponible en:
<http://web.ing.puc.cl/power/paperspdf/RamilaRudnickMI.pdf>