

METODOLOGÍA PARA LA REGLAMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN
CENTRALIZADA E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA.

ING. WILMER YESID JAIMES VARGAS
ING. RAUL HERNANDO CADENA CONTRERAS

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
2018

METODOLOGÍA PARA LA REGLAMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN
CENTRALIZADA E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA.

ING. WILMER YESID JAIMES VARGAS
ING. RAUL HERNANDO CADENA CONTRERAS

Monografía para optar al título de:
ESPECIALISTA EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

DIRECTOR:
DOCTOR GABRIEL ORDÓÑEZ PLATA

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-MECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA

2018

AGRADECIMIENTOS

A mis padres y mi hermana por su ayuda incondicional.

A ESSA y profesores por la colaboración en todo el trabajo aportando su conocimiento.

TABLA DE CONTENIDO

| | Pág. |
|---|------|
| INTRODUCCIÓN | 15 |
| 1. ANTECEDENTES RELACIONADOS CON LOS SISTEMAS DE MEDIDA CENTRALIZADA..... | 16 |
| 1.1 REFERENTES NORMATIVOS..... | 16 |
| 1.1.1 Observaciones en otros mercados y países. | 17 |
| 1.1.2 Contexto internacional de los sistemas de comunicación y tecnologías de la información para Smart Grids. | 24 |
| 1.1.3 Diagnostico actual en Colombia, riesgos e impactos..... | 25 |
| 2. SISTEMAS DE MEDICIÓN CENTRALIZADA Y SISTEMAS AMI..... | 31 |
| 2.1 PARTES DE UN SISTEMA DE UN SISTEMA AMI..... | 31 |
| 2.1.1 Unidades de medida | 32 |
| 2.1.2 Unidad concentradora de datos | 32 |
| 2.1.3 Sistema de gestión y operación (SGO)..... | 33 |
| 2.2 CLASIFICACIÓN EN FUNCIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE COMUNICACIONES | 33 |
| 2.2.1 Comunicación entre la unidad de medida – SGO | 33 |
| 2.2.2 Comunicación entre la unidad de medida y equipo recolector..... | 34 |
| 3. METODOLOGÍA PROPUESTA | 37 |
| 3.1 FORMULACIÓN DE LA METODOLOGÍA..... | 37 |
| 3.1.1 Solicitud de validación del proyecto AMI o MC | 38 |
| 3.1.2 Respuesta de la solicitud | 39 |
| 3.1.3 Integración con el sistema de gestión y operación de ESSA | 39 |
| 3.1.4 Revisión del proyecto AMI o MC..... | 40 |
| 3.1.5 Validación y aprobación del proyecto | 41 |

| | |
|---|----|
| 3.2 REQUISITOS PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA | 41 |
| 3.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA | 41 |
| 4. CONCLUSIONES | 43 |
| BIBLIOGRAFIA..... | 45 |
| ANEXOS..... | 48 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|---|------|
| Tabla 1. Comparativo contexto general- redes inteligentes | 18 |
| Tabla 2. Comparativo regulación - redes inteligentes. | 19 |
| Tabla 3 Comparativo sobre políticas- redes inteligentes | 21 |
| Tabla 4. Porcentaje de los usuarios conectados al sistema del Operador de Red con AMI en el SIN | 26 |
| Tabla 5. Comparativo de precios y medidores inteligentes. | 29 |
| Tabla 6. Comparación entre los sistemas LPWAN Y Zigbee | 35 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|------|
| Figura 1. Arquitectura sistema AMI. | 31 |
| Figura 2. Etapas de la metodología implementada | 37 |
| Figura 3. Esquema AMI propuesto | 38 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|---|------|
| ANEXO A. NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN CENTRALIZADA E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA - AMI | 48 |

LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|--------------|--|
| AMI | <i>Advanced Metering Infrastructure (Infraestructura de Medición Avanzada)</i> |
| AMR | <i>Automatic Meter Reading (Lectura Automática de Medidores)</i> |
| LPWAN | <i>Low Power Wide Area Network</i> |
| MC | <i>Medición Centralizada</i> |
| GPS | <i>Global Positioning System (Sistema de Posicionamiento Global)</i> |
| OR | <i>Operador de Red</i> |
| SG | <i>Smarts Grids (Redes Inteligentes)</i> |
| SIN | <i>Sistema Interconectado Nacional</i> |
| SGO | <i>Sistema de Gestión y Operación</i> |
| TM | <i>Transformadores de Medida</i> |
| UC | <i>Unidad Concentradora</i> |
| UM | <i>Unidad de medida</i> |
| UTC | <i>Coordinated Universal Time (Tiempo Universal Coordinado)</i> |

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA REGLAMENTACIÓN DE SISTEMAS DE MEDICIÓN CENTRALIZADA E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA.*

AUTORES: ING. WILMER YESID JAIMES VARGAS
ING. RAUL HERNANDO CADENA CONTRERAS**

PALABRAS CLAVE: Medición centralizada, AMI, reglamentación.

DESCRIPCIÓN:

Los sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) y de medición centralizada permiten que las tecnologías de información y comunicación realicen una actualización del sistema eléctrico nacional, su creciente instalación en países desarrollados (algunos de manera regulada) a potencializado las capacidades de estos sistemas con el fin de brindar un mejor servicio a sus usuarios. Actualmente en Colombia, no se tiene una reglamentación al respecto y la instalación de estos sistemas se comporta de manera creciente en el país.

Por tal motivo se presenta el referente normativo, retos abordados y observaciones realizadas en países como Chile, Brasil, India y Reino Unido sobre estos sistemas AMI, desde un contexto general, una perspectiva de regulación y políticas. Se describe un diagnóstico actual en Colombia sobre estos sistemas analizando los riesgos y posibles impactos debido a una masificación. Se plantea también una metodología para reglamentar la incorporación de estos sistemas a los operadores de red, enfocándose en el medio de comunicación entre las unidades de medida, unidad concentradora y sistema de gestión y operación, dando como resultado principal una propuesta de norma técnica y el procedimiento para la integración de estas tecnologías con el sistema de gestión y operación del operador de red.

* Monografía

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y Telecomunicaciones. Especialización en Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica. Director: Dr. Gabriel Ordoñez Plata.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR REGULATION OF ADVANCED MEASUREMENT INFRASTRUCTURE (AMI) AND MEASUREMENT CENTRALIZED SYSTEMS.*

AUTHORS: ENG. WILMER YESID JAIMES VARGAS
ENG. RAUL HERNANDO CADENA CONTRERAS**

KEYWORDS: Advanced measurement infrastructure, AMI, measurement centralized systems.

CONTENT DESCRIPTION:

Advanced measurement infrastructure (AMI) and measurement centralized systems allow that information and communication technologies carry out an update of the national electricity system, its growing installation in developed countries (some in a regulated way) to potentiated the capabilities of these systems in order to provide a better service to its users. Currently in Colombia haven't a regulations about this systems and the installation of these systems behaves increasingly in the country.

For this reason, the normative reference is presented, challenges addressed and observations made in countries such as Chile, Brazil, India and the United Kingdom about these AMI systems, from a general context, a perspective of regulation and policies. A current diagnosis is described in Colombia about these systems analyzing the risks and possible impacts due to a massification. A methodology is also proposed to regulate the incorporation of these systems to network operators, focusing on the means of communication between the units of measurement, concentrator unit and management and operation system, giving as a main result a proposal for a technical standard and the procedure for the integration of these technologies with the management and operation system of the network operator.

* Monograph

** Faculty of Physical - Mechanical Engineerings. Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering School. Specialization in Electrical Energy Distribution Systems. Director: Dr. Gabriel Ordoñez Plata.

INTRODUCCIÓN

Durante las últimas décadas, dentro del sector energético se ha incrementado la incorporación de diferentes tecnologías para la medición de energía y para la comunicación en tiempo real de las medidas, factores motivados por el aumento de la demanda y la evolución de la tecnología. Como respuesta a estos factores surgen conceptos como medición centralizada e infraestructura de mediciones avanzadas - AMI.

Estos sistemas han venido en auge y creciendo en su instalación en países desarrollados, algunos de manera regulada y potencializando sus capacidades con el fin de brindar un mejor servicio. Actualmente en Colombia, no se tiene una reglamentación al respecto, sin embargo, la instalación de estos sistemas se ha empezado a realizar desde hace algunos años con diferentes tecnologías de medición, comunicación, etc.

En este documento se presenta la metodología desarrollada para reglamentar la incorporación de estas tecnologías en la empresa Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.(ESSA), teniendo en cuenta las diferentes opciones del mercado y los diferentes modelos de comunicación, con el fin de garantizar una compatibilidad e integración apropiada a los sistemas de información de la empresa.

Como resultado se presenta en el primer capítulo el referente normativo y las observaciones realizadas en otros países, en el segundo capítulo una descripción de los sistemas de medición centralizada y sistemas AMI, en el tercer capítulo la metodología utilizada. Por último, se tiene como resultado principal una propuesta de una posible norma técnica que reglamenta la integración de estas tecnologías.

1. ANTECEDENTES RELACIONADOS CON LOS SISTEMAS DE MEDIDA CENTRALIZADA

En este capítulo se presentan antecedentes relacionados con los sistemas de medición centralizada, que incluyen: referentes normativos de varios países, el contexto internacional de los sistemas de comunicación para redes inteligentes y finaliza con el diagnóstico actual en Colombia, sus riesgos e impactos.

1.1 REFERENTES NORMATIVOS

La prestación del servicio de energía eléctrica en Colombia se encuentra fundamentado por las leyes 142 de 1994 conocida como ley de Servicios Públicos Domiciliarios y la ley 143 de 1994 llamada ley Eléctrica [1]. A partir de estas dos leyes generales, se desprenden los decretos regulatorios que permiten un mercado equilibrado entre los diferentes actores del sistema de energía eléctrica (generadores, transmisores, distribuidores y comercializadores), estos decretos son generados en su mayoría por la Comisión de Regulación en Energía y Gas – CREG y soportadas técnicamente por dependencias como el Consejo Nacional de Operación - CNO y algunas organizaciones descentralizadas como el Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC, siendo este último el más influyente en cuanto normas técnicas para medición de energía eléctrica se trata, ya que la gran mayoría de la regulación es soportada por normas NTC o sus equivalentes internacionales IEC.

Por otra parte, la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME) es la encargada de proyectar las inversiones a futuro en lo referente al sistema eléctrico nacional a nivel macro, pues es potestad de cada operador de red decidir las inversiones que a nivel local le sean convenientes tanto por incremento de la cobertura como de remuneración por las inversiones realizadas.

Sin embargo, el cambio tecnológico implica ajustes a la regulación actual de forma que permita la entrada de diversas tecnologías que hacen parte de las redes inteligentes, como la generación distribuida a pequeña y gran escala, los vehículos eléctricos, la medición inteligente entre otras.

Para tener una propuesta que no esté en contravía de la regulación actual y que permita una fácil adaptación a las regulaciones futuras que son basadas en modelos de otros países las cuales son “tropicalizadas” y adaptadas a nuestro contexto regional, se analizan las propuestas de la UPME a nivel de planeación, de la CREG en tema regulatorio y a nivel técnico de normas como la NTC - 6079 Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI), la cual se encuentra en actualización, así como de pilotos de medida inteligente implementados en ESSA de los cuales se obtiene información valiosa para determinar fortalezas y debilidades en cada uno de ellos.

1.1.1 Observaciones en otros mercados y países.

Dependiendo de la evolución del mercado en diferentes países se adoptan regulaciones que permiten el equilibrio económico de la cadena energética, los casos de referencia para los temas de medición inteligente se centran en 4 países principalmente: India, Brasil, Reino Unido y Chile, los cuales son abordados en detalle en el Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 – “Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”[2], a continuación, se ilustra por medio de diversos cuadros comparativos el contexto, las políticas y la regulación adoptada como sustento del porqué la necesidad de medida inteligente bajo el amparo de las redes inteligentes[3].

Tabla 1. Comparativo contexto general- redes inteligentes

| PAÍS | CONTEXTO |
|-------------|--|
| Brasil | <p>Un elevado índice de pérdidas no técnicas con valores que llegan al 30% en algunas zonas del país y el estancamiento de los índices de calidad del servicio, son los principales motivos para adoptar la medición inteligente, esto la convierte en una herramienta primordial para la mejora de dichos indicadores.</p> <p>El bajo costo de los sistemas de generación distribuida, obliga a un cambio en los equipos de medida tradicional por equipos de medida bidireccional con lecturas independientes y que son en su totalidad de tipo electrónico.</p> <p>Si bien Brasil cuenta con una matriz energética en su mayoría hidroeléctrica, la dependencia de este tipo de generación de energía eléctrica en época de verano hace que las tecnologías de generación de electricidad por medio de paneles solares y sistemas eólicos reafirmen la necesidad de cambio en los sistemas de medida.</p> |
| India | <p>India cuenta con una alta tasa de pérdidas tanto técnicas como no técnicas que evaluadas en algunas zonas puede llegar al 40%. Esto da una señal clara que las redes de distribución y suministro energético no están acordes con el crecimiento industrial y económico de la nación, adicionalmente, existen más de 400 millones de habitantes que aún no cuentan con servicio de energía eléctrica, esto implica que los índices de calidad del servicio están por debajo de los mínimos requeridos para permitir un crecimiento económico y garantizar una mejor calidad de vida para sus habitantes.</p> <p>Por tratarse de un país en desarrollo al igual que Colombia, sirve de ejemplo para desarrollar políticas y regulaciones que apalanquen el desarrollo del país no solo en el tema de redes inteligentes, si no el cómo aumentar su competitividad mundial solucionando de forma significativa los problemas antes mencionados.</p> |
| Reino Unido | <p>A diferencia de India y Brasil, los motivadores para el desarrollo de las Smart Grids están basados en el desarrollo de la región facilitando la integración de generación renovable con el fin de reducir la huella de carbono del sector eléctrico, y ser menos dependientes de la importación de combustibles fósiles, de la misma manera es un incentivo al desarrollo industrial y tecnológico que permite un crecimiento económico, con tecnologías de Smart Grids como vectores de desarrollo.</p> <p>Las experiencias del Reino Unido se justifican por ser un país precursor en la introducción de cambios a la regulación del sistema de distribución de energía eléctrica, basados en la adaptación a los cambios tecnológicos y en nuevos modelos de negocios que surgen al integrar este tipo de tecnologías, es un claro ejemplo de resiliencia.</p> |
| Chile | <p>Al igual que Colombia, se propone una hoja de ruta denominada: “Hoja de Ruta 2050 – Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile”, la cual identifica y analiza las brechas en temas de energía eléctrica que evitan el desarrollo del país, dentro de las brechas identificadas se encuentran: altos costos de generación, baja participación de Energías renovables no convencionales, alta conflictividad entre actores del mercado, bajo nivel de inversiones en investigación y desarrollo para el área eléctrica, baja penetración de sistemas de gestión y monitorización de uso de la energía en todos los sectores.</p> |

Fuente: Autores

Tabla 2. Comparativo regulación - redes inteligentes.

| PAÍS | REGULACIÓN |
|--------|---|
| Brasil | <p>Se permite que las empresas distribuidoras de energía eléctrica puedan ofrecer servicios adicionales denominados “actividades complementarias” como: construcción operación y mantenimiento de sistemas de generación distribuida, sistemas de medición y alumbrado público (similar a la regulación actual colombiana), servicios de eficiencia energética ESCOs (Energy Service Companies), servicios de comunicación de datos y consultorías. Los ingresos provenientes de estas actividades deben ser compartidos: un 40% para la empresa distribuidora y el 60% restante remunerado a los usuarios vía tarifa el cual es ajustado cada año. La ANEEL publicó la resolución 482/2012 en la que establece que todos los generadores distribuidos están condicionados a la instalación de un medidor adecuado (bidireccional e inteligente), así mismo definió las características mínimas de funcionalidades del medidor incluido el soporte bidireccional y quien asume el costo. Dentro de los incentivos se redujeron los tributos a la nación (impuestos, aranceles, estampillas, etc.) para ciertos equipos usados en las redes inteligentes, y se redujo la burocracia en los procesos y solicitud de exenciones.</p> |
| India | <p>Al igual que en Colombia se plantea un mapa de ruta para la implementación de las Smart Grids (SG), en donde se destacan:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Programas de participación activa de los consumidores en la implementación de las Smart Grids, incluyendo nuevos mecanismos tarifarios, productos y programas para incentivar la participación de consumidores en mercados de energía y el desarrollo de generación distribuida. • Un marco regulatorio para la evaluación y auditoría de seguridad informática (cyber security). • Políticas y marcos regulatorios para la conexión de generación distribuida incluyendo alternativas de net-metering. • Desarrollo de tarifación dinámica y programas de respuesta a la demanda. • Desarrollo de modelos de negocio para crear fuentes de ingresos alternativos mediante el aprovechamiento de la infraestructura de las redes inteligentes para ofrecer otros servicios (soluciones de seguridad, medición de agua, soluciones de tráfico, etc). • Desarrollo y adopción de normas apropiadas para el desarrollo de redes inteligentes con participación de expertos locales en organismos internacionales que participan en el desarrollo de normas de este tipo. • Incentivos para eficiencia energética, instalación de cargadores de vehículos eléctricos, y despliegue de aparatos eléctricos que faciliten la respuesta de la demanda. • Incentivar la inversión en investigación, desarrollo y entrenamiento de personal técnico que soporte el mantenimiento y despliegue de los sistemas de AMI y sistemas de comunicación asociados. <p>Es de resaltar que en India se han diseñado regulaciones para Smart Grids que plantean la creación de una división de Smart Grids al interior de la empresa de distribución y/o transmisión, además podrán combinar actividades relacionadas con la implantación de programas de eficiencia energética y respuesta de la demanda, esta división debe tener los recursos necesarios para ejecutar actividades como el levantamiento de bases de datos y la ejecución de estudios (Análisis de beneficio-costos, diseño del programa, planes de implementación, monitorización, medición y verificación de resultados). Una vez planteados los proyectos a ejecutar, las propuestas deben ser sometidas a las comisiones reguladoras nacionales.</p> |

| | |
|-------------|--|
| Reino Unido | <p>El OFGEM ha introducido modificaciones al marco regulatorio de la actividad de distribución de energía eléctrica, aplicando el modelo RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). La motivación para introducir este nuevo modelo ha sido exponer las distribuidoras de energía eléctrica a incentivos más fuertes para alcanzar un sector ambientalmente sustentable y con costos económicos reducidos en comparación con la regulación tradicional. Actualmente está en vigencia el programa de implementación masiva de Medición inteligente - SMIP (Smart Metering Implementation Programme), con la sustitución de más de 50 millones de equipos con medición de electricidad y gas en instalaciones domésticas hasta el año de 2020, además de los medidores en instalaciones no domésticas. Se encuentra dividido en dos etapas, la primera contempla la definición de un marco regulatorio y comercial para la instalación, creación de instituciones para operación del sistema de medida inteligente, planeación de inversiones, ejecución de proyectos piloto para definir riesgos y estrategias. La segunda parte inició en el 2016 e implementa la instalación masiva de medidores, en esta etapa el gobierno debe definir las metas y responsabilidades, por su parte el DECC realiza el seguimiento del plan de implementación. Para garantizar el proceso masivo se crean dos entidades: la Smart Energy GB encargada de asegurar que consumidores de electricidad y gas reciban informaciones de calidad sobre el proceso, y de recoger y procesar opiniones y eventuales reclamos de consumidores, por su parte la Data Communications Company es la responsable por proporcionar la infraestructura de comunicaciones para datos de los medidores inteligentes.</p> <p>Bajo el diseño actual del SMIP, los comercializadores de electricidad son formalmente responsables por proveer e instalar los medidores inteligentes, y tomar las medidas necesarias para completar el despliegue. Esto significa que los comercializadores son formalmente responsables por la compra de los medidores, sin embargo, el DECC permite que el costo de los medidores sea remunerado vía tarifa por medio de incrementos en el precio de energía. Se debe tener en cuenta que las decisiones de las instituciones y agencias gubernamentales del Reino Unido acerca del SMIP fueron acompañadas de extensos estudios, incluyendo análisis cuantitativos de los impactos, y consultas públicas. Los análisis de impactos que soportan el proceso de toma de decisiones incluyeron no sólo la cuantificación de costos y beneficios sino otro tipo de externalidades puesto que el objetivo del despliegue es la mejora en las condiciones ambientales e impacto en la huella de carbono.</p> |
| Chile | <p>En términos de regulación, la Ley 20.571/2012 y los reglamentos posteriores tratan de la implantación de un esquema de medición en red para la generación distribuida. La Ley establece que consumidores finales, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales o de instalaciones de cogeneración eficiente, tienen derecho a inyectar a la red de distribución la energía que de esta forma generen, por su parte el Decreto 71/2014 regula estas disposiciones. La valoración de la energía inyectada a la red se realiza al precio de nodo de energía (así lo denomina la regulación chilena) y que las distribuidoras traspasan a los clientes finales, más un componente adicional que incorpora las menores pérdidas eléctricas de la distribuidora. Este ajuste por pérdidas de potencia tiene como objetivo capturar las reducciones por estas pérdidas para la distribuidora, resultantes de la inyección de energía en la red de distribución. Como se puede apreciar se requiere de una infraestructura de medición adecuada para medir y registrar los excedentes a la red de forma adecuada.</p> |

Fuente: Autores

Tabla 3 Comparativo sobre políticas- redes inteligentes

| PAÍS | POLÍTICAS |
|--------|--|
| Brasil | <p>Se crearon iniciativas que fomentan la investigación y el desarrollo de tecnología adaptada a los requerimientos locales como incentivar la creación de fábricas propias para el diseño y construcción de estos equipos, con estrategias lideradas por el Banco Nacional de Desarrollo Económico Sostenible (BNDES), y la Financiadora de Estudios y Proyectos (FINEP) y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL, que es equivalente a la CREG).</p> <p>Para incentivar el desarrollo de redes de comunicación se plantearon los decretos 7175/2010 y 55/2013 bajo un esquema de remuneración similar al usado en las redes de distribución de energía eléctrica, esto acelera el despliegue de comunicación en banda ancha con la suficiente confiabilidad. Así mismo, esta nueva red desplegada es de uso prioritario para los distintos componentes que integran las Smart Grids.</p> <p>Las empresas distribuidoras toman el liderazgo para realizar propuestas al ente regulador debido a las incompatibilidades tecnológicas nacientes de cada uno de los modelos de negocio; dentro de las propuestas se contemplan proyectos de investigación que analicen en diferentes sectores y las mejoras necesarias en políticas públicas para un despliegue rápido y confiable de las redes inteligentes, sin embargo es el ente regulador (ANEEL) quien decide adoptar en su totalidad o parcialmente los estudios realizados.</p> |
| India | <p>En 2015 el gobierno local creó la National Smart Grid Mission (NSGM), con la finalidad de planear y realizar seguimiento a la implantación de políticas y programas relacionados con las Smart Grids, la NSGM está dividida en tres niveles: El Consejo de Gobierno encargado de las políticas, presupuesto y seguimiento de los proyectos, el comité de Empoderamiento encargado de los estudios, aprobación de proyectos, procedimientos y directivas, y por último el comité técnico encargado de la normativa y selección de equipos a usar.</p> <p>El NSGM facilita recursos para el desarrollo de proyectos de Smart Grids, pudiendo otorgar hasta un 30% no reembolsable de los costos de algunos proyectos que estime primordiales o clave para el desarrollo tecnológico de las Smart Grids, también se incentivan los planes de reducción de pérdidas donde se financia hasta el 25% de las inversiones siempre y cuando se cumplan dos fases de implementación: la fase A comprende el despliegue de la infraestructura necesaria no solo para medida inteligente si no para las redes inteligentes, comprende sistemas GIS, sensores de consumo, SCADA, aplicaciones de TI para facturación, recaudo, y solicitudes de los usuarios, esto permite un seguimiento efectivo a las pérdidas no técnicas, en esta fase se financia el 100% siempre y cuando se cumpla el plan acordado y se cumplan las metas pactadas, por su parte la fase B consiste en la implementación de los planes relacionados con la reposición de los equipos instalados en la fase A y aumento de la cobertura de la primera fase, en esta etapa se financia hasta el 25%. El seguimiento se realiza de forma similar a como se realiza en el sector colombiano, un claro ejemplo es la resolución CREG 038 de 2014 en donde se contrata un tercero como auditor para el seguimiento y cumplimiento de las metas.</p> |

| | |
|-------------|--|
| Reino Unido | <p>Existe un sistema bien definido en cuanto a los responsables de generar políticas de regulación, control y planeación relacionada con Smart Grids, por una parte, el Department of Energy and Climate Change (DECC) encargado de liderar políticas de cambio de la matriz energética por sistemas de generación de energía asequible, confiable y socio-ambientalmente sostenible. Por otra parte, la oficina reguladora de los mercados de electricidad y gas natural (Office of Gas and Electricity Markets, Ofgem) es la entidad que lidera las actividades orientadas al desarrollo de regulación. Las dos entidades presiden conjuntamente el Electricity Network Strategy Group (ENSG) el principal organismo responsable para la coordinación del plan de acción para el desarrollo de las redes inteligentes en el país.</p> |
| | <p>El DECC y el Ofgem lideran la iniciativa UK Smart Grid Fórum, con el objetivo de construir un portal para el aprendizaje y difusión de las redes inteligentes. El UK Smart Grid Fórum cuenta con asociaciones de productores de equipos electrotécnicos, operadores de redes de transmisión y distribución, el instituto de tecnologías que agrupa empresas de energía globales (BP, Caterpillar, EdF, E.ON, Shell and Rolls-Royce), asociaciones de ingeniería y desarrollo tecnológico, agencias públicas para el soporte a la innovación, y financiadora de proyectos, entre otras.</p> |
| | <p>Respecto a incentivos de financiamiento, se manejan diversas líneas de créditos ajustados como:</p> <ul style="list-style-type: none"> • DECC's Energy Entrepreneurs Fund: facilita financiaciones en las áreas de eficiencia, generación de electricidad, almacenamiento de electricidad entre otros. • Innovate UK: es una agencia pública para el soporte a la innovación, ofrece tres líneas de soporte financiero por medio de crowdfunding, dos de ellas para alianzas empresa-academia. • Network Innovation Competition (NIC): Solo accesible a operadores de redes (de electricidad y gas), que se asocian a empresas de I+D+i. Anualmente, los operadores presentan propuestas para proyectos de desarrollo de tecnologías innovadoras, y las propuestas compiten por un monto fijo de recursos, que para el 2015 rondaban los 81 millones de libras esterlinas anuales. • Network Innovation Allowance (NIA): tiene como objetivo proveer fondos para proyectos de innovación a pequeña escala en operadores de distribución. El valor de los fondos disponibles tiene un valor por defecto del 0,5% de los ingresos autorizados. • Innovation Roll-out Mechanism (IRM): su objetivo es permitir que las empresas soliciten financiamiento adicional para el despliegue de innovaciones de viabilidad ya comprobada, bajo determinados criterios. |

| | |
|-------|---|
| Chile | <p>La Hoja de Ruta Chilena no especifica intervenciones específicas para la remoción de las barreras, sin embargo, la directiva de remoción de barreras podrá tener impactos como la emisión de estándares técnicos, la creación de mecanismos tarifarios adecuados al despliegue de estas tecnologías, entre otros.</p> <p>Para la eliminación de las barreras se propone la asignación de recursos públicos y privados para mejorar la competitividad de fuentes priorizadas, sin subsidios de forma que no distorsionen el mercado eléctrico.</p> <p>Otra de las medidas para incentivar una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica, es la introducción de exigencias técnicas y mecanismos para remunerar eficientemente servicios complementarios que permitan flexibilizar la operación del sistema eléctrico, la exigencias técnicas pueden tener impactos sobre las condiciones de conexión de generación distribuida a la red de las distribuidoras.</p> <p>El no uso de subsidios obliga a implementar otro tipo de incentivos como el uso eficiente de energía por medio de campañas educativas, estas políticas tienen el potencial de influenciar la emisión de regulación sobre el desarrollo y despliegue de AMI. Esto permitirá que las edificaciones se acerquen a un balance energético neto cero, lo que se traduce en un instrumento de mercado para minimizar consumos energéticos e incentivar la adopción de sistemas de control y gestión integral de la energía.</p> <p>Respecto a políticas de innovación se tiene una meta ambiciosa para el año 2050 donde Chile se perfilaría como el principal proveedor en América Latina de tecnología y servicios en los diferentes focos de innovación energética identificados, gracias a un desarrollo autosustentable de las industrias en torno al sector eléctrico, pero para que esto se logre es imprescindible eliminar barreras regulatorias existentes respecto a innovación que permita el desarrollo de nuevas tecnologías y que se puedan implementar fácilmente pilotos para validar su efectividad y comportamiento.</p> |
|-------|---|

Fuente: Autores

1.1.2 Contexto internacional de los sistemas de comunicación y tecnologías de la información para Smart Grids.

En varios países se han abordado los retos que plantea el despliegue de redes especializadas para el transporte de los datos compartidos en una Smart Grid en donde se han creado comités y asociaciones para el desarrollo de tecnología que garantice la compatibilidad e interoperabilidad de todos los componentes involucrados; sobre todo los asociados a sistemas SCADA y Smart Metering. Ejemplo de estas iniciativas son: Meters and more, 3G-PLC Alliance, DLMS-COSEM, STS, y la estandarización IEC-61850 que permite la integración de los componentes de las subestaciones [4].

Se han realizado pilotos en varias tecnologías bajo condiciones diferentes, lo que permite analizar cuáles son las tecnologías más apropiadas para nuestra realidad nacional [5].

Adicionalmente, los sistemas de comunicación y en general los sub sistemas que lo componen (routers, bases de datos, dispositivos finales entre otros) requieren niveles de seguridad y de integridad de la información de manera que se tenga un alto índice de confiabilidad en la transferencia de datos entre los dispositivos finales y la base de datos que recopila la información de los sensores, medidores y controladores desplegados en las redes eléctricas.

La normalización de los niveles de seguridad se encuentra bien definidos para los grandes sistemas de cómputo, así como para los enlaces de redes de comunicación y las bases de datos, pero para los medidores, sensores y dispositivos intermedios no están completamente definidos, puesto que las capacidades de cómputo requeridas para soportar complejos algoritmos de encriptación son muy exigentes para la mayoría de los Smart Meters existentes en el mercado mundial [6].

Hay iniciativas como la propuesta por Oesterreichs Energie de Austria donde han creado una norma de ciber-seguridad para equipos de medida y componentes asociados a sistemas AMI [7], donde contempla el uso de claves simétricas en algunos componentes de la red de medida inteligente y criptografía básica en componentes con restricciones de capacidad de cómputo.

En la actualidad, muy pocos sistemas Smart Metering, pueden garantizar unos niveles de seguridad lo suficientemente robustos en cada uno de los componentes que lo conforman, de manera que garanticen el rastreo de intrusiones no autorizadas y la neutralización de posibles ataques informáticos.

1.1.3 Diagnostico actual en Colombia, riesgos e impactos

Una de las barreras en la implementación de la Smart Metering, es la falta de regulación que reglamente los incentivos para que sea viable económicamente el despliegue de la tecnología. A pesar de esto, se encuentran en discusión decretos y resoluciones que darían un amplio avance a la implantación de Smart Metering de forma masiva por parte de los operadores de red, dentro de ellas se pueden resaltar las siguientes:

- **Proyecto de resolución CREG 019 de 2017 – “Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional”**: en este proyecto de resolución en el artículo **7.3.2.1 denominado “Calculo del costo anual del plan” contempla**: “En el costo total del plan se pueden incluir las siguientes inversiones: medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macromedidores instalados en transformadores de distribución **y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones**.[8]

- Proyecto de resolución CREG 121 de 2017 – “Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional”:** Debido a las características propias de los sistema de generación distribuida y autogeneración hace obligatorio el uso de medidores bidireccionales para el registro de flujos energéticos entre el prosumer y el operador de red, a pesar de esto, el proyecto de resolución da la oportunidad de instalar un segundo medidor [9], lo cual para algunos concedores en el tema metrológico generará incremento en los costos necesarios para las adecuaciones requeridas para resguardar el segundo medidor y creará vulnerabilidades en el sistema de medida que podría facilitar el fraude.
- Resolución 40072 del Ministerio de Minas y Energía (29 de Enero / 2018) “Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica”:** Esta resolución plantea el despliegue de la Smart Metering con una gran cobertura a 2025: “Artículo 8°.- Gradualidad de la implementación de AMI.- Los Operadores de Red presentaran ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas y el Ministerio de Minas y Energía planes de implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada, considerando, como mínimo, el cumplimiento de las siguientes metas para el año 2030, de acuerdo con la regulación que emita la CREG para este propósito:

Tabla 4. Porcentaje de los usuarios conectados al sistema del Operador de Red con AMI en el SIN

| Porcentaje de los usuarios conectados al sistema del Operador de Red con AMI en el SIN | |
|--|--|
| Usuarios urbanos | Usuarios de centros poblados y rurales |
| 95% | 50% |

Fuente: Ministerio de Minas y Energía

Los usuarios que se incluyan en la implementación de la infraestructura de Medición Avanzada, deberán acogerse a los planes de implementación aprobados para los Operadores de Red, en los términos que defina la CREG”

Otro de los artículos a tener en cuenta es el **Artículo 8°. Agentes responsables de la implementación de AMI.** - Los Operadores de Red serán los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la Infraestructura de Medición Avanzada, según la regulación que emita la Comisión de Regulación de Energía y Gas [10].

Esto generaría un gran impacto en los usuarios ya que en la regulación actual, la propiedad del equipo de medida es del usuario (en gran mayoría) y es quien debe responder por la custodia del medidor y su correspondiente mantenimiento, sin embargo, en el tratamiento de fraudes resulta contradictorio que el usuario sea quien responda por la integridad de la medición, a esto se le suma que el costo de sostenimiento e implementación de la infraestructura será cobrado al usuario vía tarifa lo que incrementaría el costo del kWh.

- Proyecto de resolución de la Superintendencia de Industria y Comercio (25 de Octubre / 2017) "Por la cual se adiciona el capítulo Undécimo en el título VI de la Circular Única y se reglamenta el control metrológico aplicable a medidores de energía eléctrica": con esta resolución se pretende ceder parte de las actividades que realiza la CREG en el tema de medida de energía eléctrica para que sea la SIC la encargada de los lineamientos metrológicos de este tipo de equipos, sin embargo, la SIC se basa en guías procedimentales como la guías OIML que entran en contravía de las tradicionales normas NTC las cuales son adaptadas en su gran mayoría de los estándares europeos IEC y que se han usado como normas de facto desde los inicios de la regulación energética en Colombia (1992) [11].

- **Resolución CREG 038 de 2014 “Por la cual se modifica el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes”**: esta reforma permite la inclusión de medidores de altas prestaciones incluidos los medidores con características especiales como eran denominados en ese entonces los Smart Metering [12].

La resolución 038 de 2014 permitiría la inclusión Smart Meters, pero el estado del mercado local de medidores hace que los proveedores locales incrementen los costos tanto en medidores bidireccionales como en Smart Meters, pues debido a esas características y la desinformación técnica sobre el funcionamiento de este tipo de medidores los proveedores locales generan especulación en el mercado.

También se debe tener en cuenta que en la actualidad coexisten medidores de tipo ARM que están siendo subutilizados debido a los altos costos de los equipos que recolectan las lecturas y en otros casos no existe un proveedor que pueda suministrar esos dispositivos.

En diversos estudios de la UPME y por diferentes fuentes consultadas existe una gran variabilidad de precios de los equipos de medida, los cuales se deben a que corresponden a valores estimados y no valores reales manejados por los OR. Sin embargo, se realiza un ejercicio de comparación de precios para observar la realidad de las ofertas en donde se encuentran incrementos de hasta el 378% en las ofertas de medidores entre el más costoso y el más económico, teniendo en cuenta que todos se evaluaron a un lote de 1000 medidores a una tasa de cambio de \$3050 pesos/dólar. La Tabla 4 muestra la comparación realizada.

Tabla 5. Comparativo de precios y medidores inteligentes.

| Fábrica | Origen de compra | Descripción | Precio FOB U\$D | Costo transporte Origen - Destino U\$D | Aranceles e IVA en % | Certificación de conformidad | Total en pesos* | Precio unitario en pesos |
|----------------|-------------------------|---|------------------------|---|-----------------------------|-------------------------------------|------------------------|---------------------------------|
| YTL | China | Medidor electrónico 1 fase 2 hilos clase 1, con comunicación RS 485 y relé auto enclavado interno | 14 | 400 | 29 | \$ 10.000.000 | 66.303.000 | 66.303 |
| YTL | China | Medidor electrónico 1 fase 2 hilos clase 1 bidireccional, con comunicación RS 485 y relé auto enclavado interno | 16 | 400 | 29 | \$ 15.000.000 | 79.172.000 | 79.172 |
| YTL | China | Medidor electrónico 1 fase 2 hilos clase 1 bidireccional multitarifa, con comunicación RS 485 y relé auto | 18 | 400 | 29 | \$ 15.000.000 | 87.041.000 | 87.041 |

| | | | | | | | | |
|--------------|----------|---|----|-----|----|------------|-------------|---------|
| | | enclavado interno | | | | | | |
| HEXING | Colombia | Medidor bicuerpo prepago/postpago estándar STS con comunicación PLC | 32 | 400 | 29 | 10.000.000 | 137.124.000 | 137.124 |
| CAM - WINSKY | Colombia | Medidor electrónico 1 fase 2 hilos clase 1 bidireccional multitarifa, con comunicación RS 485 y relé auto enclavado interno | - | - | - | - | 204.000.510 | 204.001 |
| WMSAS | Colombia | Medidor electrónico 1 fase 2 hilos clase 1, con comunicación RS 485 y relé auto enclavado interno | - | - | - | - | 251.000.000 | 251.000 |

* Total en pesos de 1000 medidores

* Los medidores YTL son comprados directamente a fábrica, los demás medidores son comprados mediante el representante en Colombia, los precios de referencia son con fecha a junio de 2017 y obtenidos por medio de ofertas no vinculantes. Se debe tener en cuenta la volatilidad de las divisas para estas ofertas

Fuente: Autores

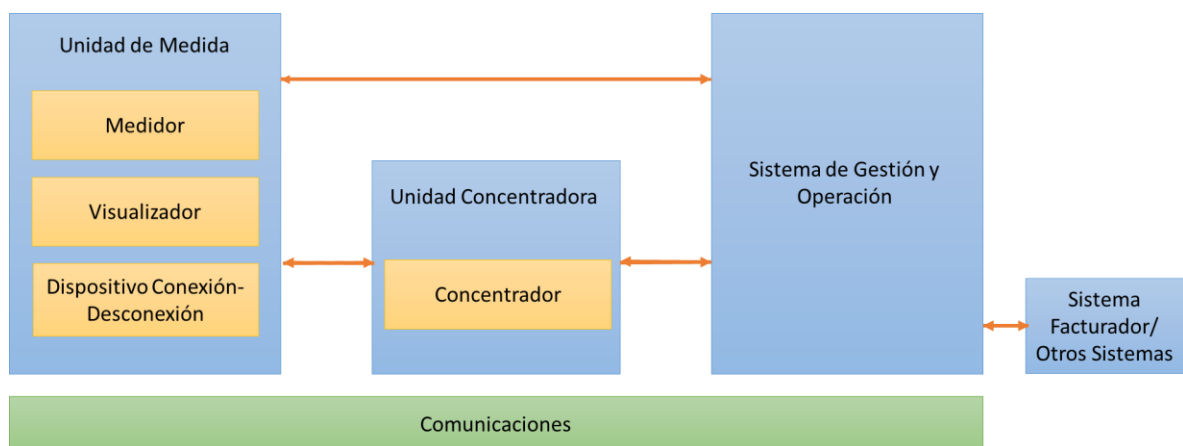
2. SISTEMAS DE MEDICIÓN CENTRALIZADA Y SISTEMAS AMI

Los sistemas de medición centralizada y sistemas AMI se componen principalmente de tres partes fundamentales para su funcionamiento: una parte que comprende las unidades de medida o medidores con funcionalidades adicionales con respecto a los medidores tradicionales, un concentrador o dispositivo que recolecta los datos y ejecuta acciones sobre las unidades de medida, y el sistema de gestión y operación, a continuación se describe cada una de estas partes fundamentales y la clasificación en función de la topología de comunicaciones utilizada.

2.1 PARTES DE UN SISTEMA DE UN SISTEMA AMI

La arquitectura de un sistema AMI según norma NTC 6079 [14] con sus módulos principales se presenta en la Figura 1.

Figura 1. Arquitectura sistema AMI.



Fuente: Autores.

A diferencia de la norma, se excluye el bloque de seguridad ya que el esquema planteado en la NTC 6079 es muy básico y no cumple los criterios de ciberseguridad descritos con anterioridad.

A continuación, se describen cada uno de los componentes principales de un sistema AMI.

2.1.1 Unidades de medida

En la actualidad cada usuario del servicio de energía eléctrica dispone de un medidor que registra su consumo de energía. La lectura de este medidor se realiza comúnmente por medio de una lectura visual a un *display* que se encuentra incorporado al medidor. Sin embargo, existen unidades de medida que el *display* constituye un dispositivo externo con el fin de que el usuario tenga fácil acceso a la información [15] (por ejemplo, medidores ubicados en la parte superior de los postes, subestaciones), así mismo, las unidades de medida usados para el despliegue de sistemas AMI tienen funcionalidades adicionales como:

- Corte y reconexión de la carga
- Comunicación remota con lectura de múltiples parámetros de la red
- Detección automática y parametrizable de sobre-tensiones o sobre-corrientes

2.1.2 Unidad concentradora de datos

La unidad concentradora de datos se encarga de realizar la gestión de las unidades de medida localmente, para esto tiene una comunicación bidireccional alámbrica o inalámbrica con los medidores (comunicación por PLC, Zigbee, LPWAN RS485, entre las más comunes)

2.1.3 Sistema de gestión y operación (SGO)

El SGO realiza la administración de datos e información, comúnmente están conectados al sistema de facturación de las empresas que prestan el servicio de energía eléctrica, este sirve de interfaz entre las unidades concentradoras y el sistema de facturación. El SGO contiene la base de datos para el almacenamiento durante un periodo de tiempo la información de los consumos y eventos recopilados por las unidades de medida asociadas.

2.2 CLASIFICACIÓN EN FUNCIÓN DE LA TOPOLOGÍA DE COMUNICACIONES

Dentro de los diversos sistemas de medida centralizada desplegados en el mundo se pueden encontrar dos formas de clasificación en función de la topología de comunicaciones que usa para agrupar las lecturas de cada uno de los usuarios y en función de la estructura usada para el almacenamiento y procesamiento de datos de cada uno de los equipos que controla.

2.2.1 Comunicación entre la unidad de medida – SGO

Este tipo de estructura de comunicaciones es usado en medidores de gama media-alta y permite el enlace de comunicaciones entre el medidor y un software de control y gestión centralizado por medio de un enlace dedicado vía celular como GSM o GPRS en los más antiguos. Sin embargo, este tipo de medidores son costosos y requieren de un plan de datos suministrado por un operador celular lo que lo encarece aún más a medida que se despliega la tecnología. Hace unos años, este tipo de medidores era muy popular entre los clientes de gran consumo y los sistemas de medición de las subestaciones que no disponían de fibra óptica ya que permite a los OR obtener las curvas de carga y otros parámetros como tensiones y corrientes, así como la facturación horaria, la cual es de vital importancia en este tipo de clientes.

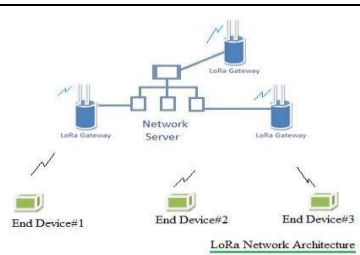
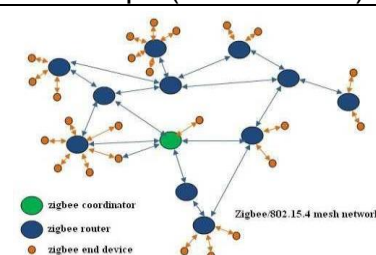
2.2.2 Comunicación entre la unidad de medida y equipo recolector

Si se analiza en detalle el método de comunicación medidor – SGO se puede encontrar que para lograr esa comunicación es indispensable un sistema de celdas de comunicación que actúan como puntos de recolección de datos de forma temporal. Sin embargo, ese tipo de infraestructura está diseñada para soportar cualquier tipo de datos que se transfieren dentro de una red celular, como por ejemplo SMS, voz, datos de mensajería usados en aplicaciones como whatsapp, telegram, line, entre otros y datos de internet en protocolos como el http y https. Teniendo en cuenta esto, la infraestructura de comunicaciones solo está a cargo de mantener el enlace de comunicaciones entre el equipo remoto y el sitio web de destino, por lo que ningún dato o paquete de información es guardado en la celda de comunicación. Debido a esto, algunos fabricantes de medidores decidieron implementar sistemas de comunicaciones basados en la misma filosofía de la red celular, pero teniendo en cuenta que los equipos de medida se encuentran estáticos en un punto geográfico y que los datos son de un propósito específico se puede optimizar la red para guardar los datos y descentralizar el control de los medidores a una jerarquía de bajo nivel ubicada en terreno.

Dentro de este tipo de tecnologías se encuentran las topologías Zigbee y LoRa, la primera de ellas se basa en una topología tipo red mallada (Mesh) lo que permite la adición de nodos que actúan como repetidores de datos, ampliando la cobertura conforme se aumente el número de dispositivos finales, que para este caso de análisis corresponde a los medidores desplegados, sin embargo su punto débil está en que a mayor número de nodos requeridos para llegar a la unidad de recolección de datos o unidad concentradora, más tiempo se requiere para que los datos lleguen a ella, por lo que los tiempos de latencia empiezan a cobrar un factor importante para el despliegue y alcance de esta tecnología.

Por otra parte la tecnología LoRa está basada en una topología de red tipo estrella, por lo que cada dispositivo final está en comunicación directa con el equipo recolector de datos o concentrador, esto, como se aprecia, reduce considerablemente la cobertura lograda por la topología tipo malla de Zigbee, pero al usar una banda de frecuencia más baja (cerca de los 900 MHz) y una modulación CSS (Chirp Spread Spectrum) permite una gran cobertura del orden de las decenas de kilómetros o cientos de metros en entornos con obstáculos. Sin embargo, el uso de CSS limita su velocidad de transmisión, por lo que no es considerado un sistema de comunicación en tiempo real [16]. La Tabla 6 presenta una comparación entre los sistemas de comunicación LPWAN y Zigbee.

Tabla 6. Comparación entre los sistemas LPWAN Y Zigbee

| Especificaciones | LPWAN | Zigbee |
|-------------------------------|--|--|
| <i>Bandas de Frecuencia</i> | 863 - 870 MHz, 902 - 928 MHz y 779 - 787 MHz | 868 MHz, 915 MHz, 2,45 GHz |
| <i>Cobertura</i> | 2 - 5 Km (zona urbana), 15 Km (zona rural) | 10 - 100 metros |
| <i>Consumo de Potencia</i> | baja comparada con zigbee | muy baja |
| <i>Modulación</i> | CSS, FSK, GFSK | BPSK, OQPSK, Puede usar DSSS para convertir bits en ráfagas. |
| <i>tasa de transmisión</i> | 0,3 to 22 Kbps (usando CSS) 100 Kbps (usando GFSK) | 20 kbps (@ 868 MHz), 40 kbps (@ 915 MHz) y 250 kbps (@ 2.45 GHz) |
| <i>Arquitectura de la red</i> |  <p style="text-align: center;">LoRa Network Architecture</p> |  <p style="text-align: center;">Zigbee 802.15.4 mesh network</p> |
| <i>Capa física</i> | Incorpora corrección de errores, agrega cabeceras para sincronización, usa cabeceras CRC en toda la trama. | Usa dos capas físicas una dentro de otra, en 868/915 MHz usa BPSK junto a un pulso con perfil de raíz cuadrada, y en 2,45 GHz usa OQPSK junto a un pulso |

| | | |
|---------------------|---|---|
| | | con perfil de media onda senoidal. |
| <i>Aplicaciones</i> | Usado como WAN (Wide Area Network) | Usado como LR-WPAN (Low Rate Wireless Personal Area Network) |
| <i>Ventajas</i> | <p>Usa las bandas 868/915 MHz ISM de cobertura global. Amplia cobertura, hasta 15 km en zona rural.</p> <p>Muy bajo consumo de batería, pues usa variación de la tasa de transmisión para reducir la potencia usada, variando desde 0,3 kbps a 27 Kbps para un ancho de banda de 125 KHz. Un solo concentrador puede controlar miles de dispositivos finales.</p> <p>Muy fácil de desplegar debido a su arquitectura simple.</p> <p>Es muy usada en aplicaciones M2M/IoT (Machine to Machine / Internet of Things).</p> | <p>Configurar la red es muy simple y fácil.</p> <p>No tiene un control central ya que se distribuye a través de la red. Es muy usada para aplicaciones remotas de monitorización y control en el hogar.</p> <p>La red es escalable y pueden agregarse nuevos nodos a la red.</p> |
| <i>Desventajas</i> | <p>Solo puede ser usada en aplicaciones que requieren bajas tasas de transmisión por debajo de 27 Kbps.</p> <p>El tamaño de una red LoRaWAN es limitada por el porcentaje de ocupación del canal.</p> <p>No es un candidato para ser usado en aplicaciones de tiempo real que requieren bajas latencias y estabilidad limitada en la comunicación</p> | <p>Se requiere conocimiento del sistema para que pueda operar dispositivos compatibles con la tecnología Zigbee.</p> <p>Los costos de reemplazo pueden ser altos cuando ocurren problemas de compatibilidad para aplicaciones del hogar.</p> <p>Al igual que otros sistemas inalámbricos, es propenso a intrusiones no autorizadas.</p> <p>La cobertura es limitada y no muy robusta en aplicaciones al exterior.</p> |
| <i>Estandar</i> | IEEE 802.15.4g, LoRa Alliance | IEEE 802.15.4 (define la capa física y la MAC), Zigbee Alliance (define la red, seguridad y capas de aplicación) |

Fuente: Autores

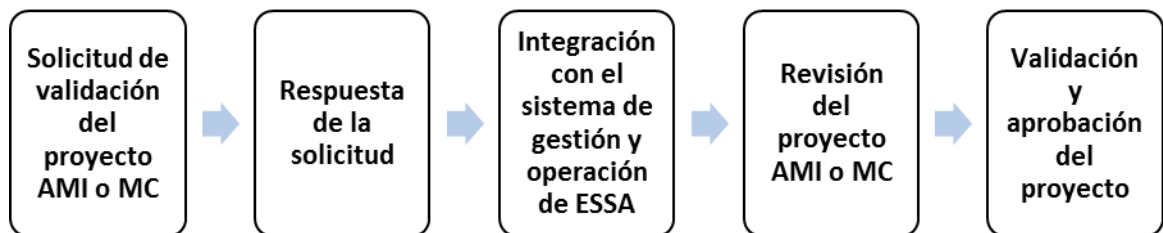
3. METODOLOGÍA PROPUESTA

La multiplicidad de marcas y arquitecturas en los sistemas de medición avanzada lleva en algunos casos a que se generen incompatibilidades para los sistemas de gestión y operación(SGO), incurriendo además en gastos adicionales en la adquisición de varios de estos sistemas para que puedan interactuar con las diferentes unidades de medida; con el fin de darle solución a esta situación y que mediante un solo SGO se pueda tener el control de todas las unidades de medida, a continuación se describe una metodología para la integración de sistemas AMI.

3.1 FORMULACIÓN DE LA METODOLOGÍA

La metodología para la reglamentación e integración de sistemas AMI se divide en seis etapas como se muestra en la Figura 1.

Figura 2. Etapas de la metodología implementada



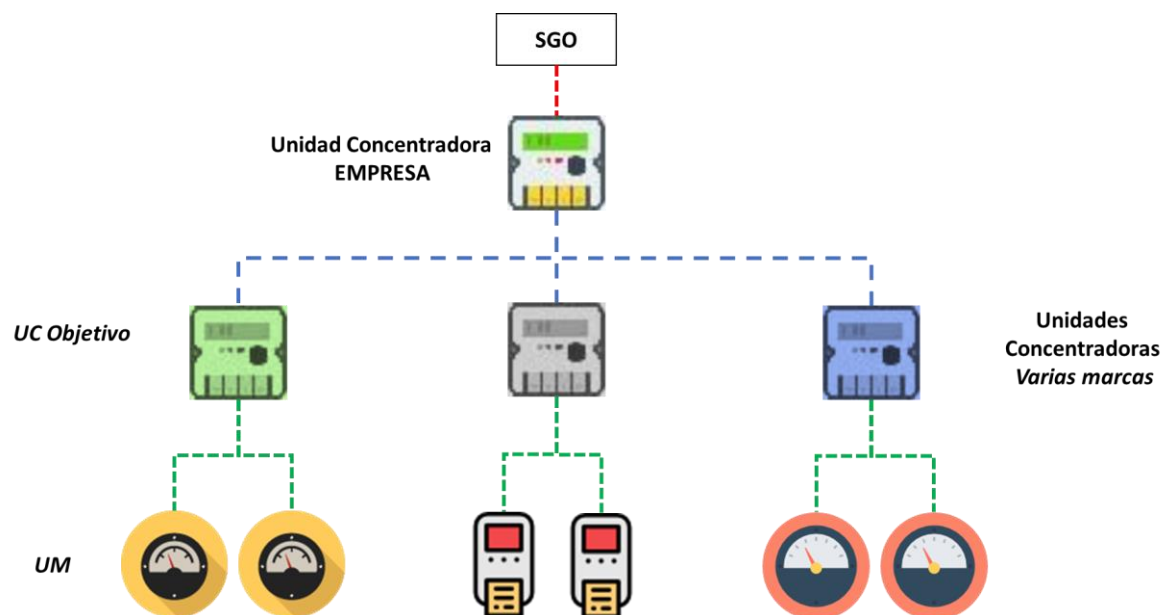
Fuente: Autores.

3.1.1 Solicitud de validación del proyecto AMI o MC

Para la validación de un proyecto AMI o MC es necesario que se analice la información técnica, y que cumpla los requerimientos de las unidades de medida y unidades concentradoras acorde con las necesidades de ESSA.

Realizándose una comparación de tecnologías de sistemas de medición centralizada y de sistemas AMI, se propone el esquema de la Figura 2, con el fin de generar una compatibilidad entre las diferentes marcas de unidades de medida y unidades concentradoras.

Figura 3. Esquema AMI propuesto



Fuente: Autores.

El esquema muestra unidades de medida de diferentes marcas o modelos, las cuales se comunican hasta una unidad concentradora compatible con las mismas.

Por lo general, los diferentes fabricantes tienen una unidad concentradora que recopila los datos de medidores asociados a su marca. Una unidad concentradora etiquetada como “EMPRESA”, realiza la traducción de los diferentes protocolos, modelos y marcas de forma, para que sean interpretarlos por un sistema de gestión y operación.

Para que pueda operar esta compatibilidad de marcas y modelos se establece un protocolo estándar entre las unidades concentradoras “Objetivo” y las unidades concentradoras “Empresa”. Todas estas características son validadas en este paso.

3.1.2 Respuesta de la solicitud

Después de verificado el cumplimiento de los requisitos de las unidades de medida y las unidades concentradoras se notifica la aceptación o rechazo del proyecto para seguir con la integración. Solventado este paso se solicitan unas muestras de las unidades de medida y unidad concentradora para realizar una prueba física.

3.1.3 Integración con el sistema de gestión y operación de ESSA

Uno de los objetivos de la metodología planteada como ya se ha dicho, es la compatibilidad con diferentes marcas y modelos de unidades de medida, debe tener la posibilidad de comunicarse con el sistema de facturación y de control de ESSA y garantizar la confidencialidad y privacidad de los datos. Para lograr este objetivo, se propone dos modelos de comunicación a la red de ESSA, dentro de los cuales están:

- Modelo unidad de medida - unidad concentradora ESSA: aquí se comunica directamente las unidades de medida por algún medio alámbrico o inalámbrico a la unidad concentradora de ESSA permitiendo un control directo de los medidores desplegados.

Este modelo requiere la información completa de los protocolos usados por los medidores, que solo son accesibles por medio del fabricante, garantizando un mayor nivel de confidencialidad en los métodos usados para el control de los medidores.

- Modelo unidad concentradora objetivo - unidad concentradora ESSA: aquí se comunica la unidad concentradora de ESSA que realiza la interfaz con los sistemas de información, y la unidad concentradora del proveedor encargada de recolectar los datos de los medidores. Este método facilita la entrada de diferentes tecnologías basadas en soluciones completas AMI.

El modelo basado en doble concentrador garantiza el bloqueo de cualquier posible código malicioso proveniente de servidores externos, ya que el soporte técnico es a través de representantes nacionales quienes no tienen el conocimiento técnico sobre los algoritmos que se ejecutan al interior del concentrador encargado de encuestar los medidores.

Dentro de la metodología se excluyen aquellos sistemas que requieren pre-procesamiento en la nube, pues es considerado una manipulación de datos del usuario por medio de un tercero (el dueño de la nube), aumentando significativamente las responsabilidades en caso de una intrusión no autorizada.

Para la interacción entre los concentradores se propone un método de intercambio de datos por medio de archivo de texto plano y con unos requisitos de seguridad y encriptación basado en llaves simétricas.

3.1.4 Revisión del proyecto AMI o MC

El proceso de evaluación se realiza de forma paralela al proceso de solicitudes de factibilidad el cual viabiliza la conexión de la carga a instalar, lo que no genera retrasos en los procesos de atención de clientes de ESSA, ya que en caso de que

no sea viable el sistema AMI o requiera modificaciones significativas no afecta los procesos de lectura, corte y reconexión. También se contempla que la tecnología usada se pueda usar de forma tradicional (lecturas manuales en terreno), por lo que un despliegue tardío de las unidades concentradoras no genera retrasos en los demás procesos de ESSA.

3.1.5 Validación y aprobación del proyecto

Si el proyecto cumple con los requisitos descritos anteriormente y las pruebas de integración son satisfactorias, se procede a notificar la aprobación del proyecto. En caso contrario el proyecto pasará nuevamente a revisión para el cumplimiento de los requisitos.

3.2 REQUISITOS PARA LA APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Los requerimientos aquí descritos están basados en el desarrollo de la tecnología actual del mercado. Estos son divididos en requisitos para la unidad de medida, requisitos para la unidad concentradora y requisitos para el sistema de gestión y operación. Algunos de ellos son de carácter general y aplica para tanto para unidades de medida inteligente como para unidades de medida tradicional (rangos de tensión, clase de precisión, display, etc.). Los requisitos específicos garantizan la interoperabilidad e integración al sistema de información.

3.3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para validar la metodología, la constructora Parque Central realizó el proceso de solicitud de factibilidad y la solicitud de implementación de un sistema de medición inteligente suministrado por la Compañía Americana de Multiservicios SAS – CAM Colombia.

Se recibió la información técnica detallada de la infraestructura de comunicaciones usada y el método de comunicación entre los diferentes componentes. En el proceso de validación se evidencio que el sistema no soporta usuarios polifásicos, por lo que su instalación está restringida a usuarios monofásicos, de la misma manera, la unidad de medida no cuenta con un display embebido que permita la lectura, sin embargo, el sistema hace uso de un display que agrupa las lecturas de varias unidades de medida. Respecto al concentrador, hace uso de tres sistemas intermedios para la recolección de las lecturas, estos son: un convertidos rs485 a PLC, un concentrador PLC y un convertidor de formato web service a texto plano. Adicionalmente, las unidades de medida poseen una señal de activación Planta/Red de tipo cableado que permite diferenciar los consumos de la red y de la planta, esto implica que dicha señal debe ser correctamente blindada para evitar manipulaciones en los registros de energía.

4. CONCLUSIONES

- Se realizó una caracterización de las diferentes tecnologías de medición centralizada y AMI, con la cual se identificaron las deficiencias y bondades principales, para de esta forma generar lineamientos para la masificación de estas tecnologías.
- La definición de los lineamientos de la compañía para los sistemas de medición centralizada y sistemas AMI permitió la integración y apropiación de esta tecnología contribuyendo a la asimilación de estas tecnologías en la región de influencia de ESSA.
- La propuesta de la norma fomenta la generación de conocimiento local, al poder ser consultada de forma pública, posicionando a Santander y ESSA como referente regional en el desarrollo e implementación de tecnologías de medición AMI y de medida centralizada.
- Si bien, durante el desarrollo de esta monografía, se han observado señales por parte del ministerio de minas y energía, como proyectos de decreto para la implementación de sistemas de medición inteligente en Colombia, esta metodología no va en contravía de estos lineamientos facilitando su posible implementación.
- Por medio de la normatividad propuesta se pretende abrir el mercado a tecnologías de medición centralizada de diferentes modelos y marcas, cumpliendo lineamientos mínimos para la integración con los sistemas de la empresa y haciendo que el mercado sea más competitivo.

- El despliegue de las tecnologías de medición AMI ayuda a la consecución de objetivos estratégicos en la empresa en materia de mejoramiento de la calidad del servicio, recuperación de energía y sostenibilidad ambiental.
- El conocimiento de esta norma por parte de los usuarios del servicio de ESSA, podrá facilitar los cambios necesarios para el empoderamiento de los mismos.

BIBLIOGRAFIA

- [1] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “Régimen básico de servicios públicos”, ley 142 y 143 de 1994, “por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”, disponible en línea: <http://www.superservicios.gov.co/content/download/4977/47233>, Noviembre de 2017.
- [2] UPME, “Smart Grids Colombia visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”, parte I Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia, disponible en línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>, Noviembre de 2017.
- [3] UPME, “Smart Grids Colombia visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”, parte III–A política y regulación (energía eléctrica), disponible en línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>, Noviembre de 2017.
- [4] UPME, “Smart Grids Colombia visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”, parte III–B política y regulación (TICs), disponible en línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>, Noviembre de 2017.
- [5] UPME, “Smart Grids Colombia visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”, parte IV Anexo 3. Contexto Internacional de Redes Inteligentes, disponible en línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>, Noviembre de 2017.

- [6] UPME, “Smart Grids Colombia visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia”, parte IV Anexo 5. Recomendaciones de Ciberseguridad e Interoperabilidad, disponible en línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>, Noviembre de 2017.
- [7] Oesterreichs Energie - European Network for Cyber Security ENCS, “Sicherheitsanforderungen für Smart Meter (Requisitos de seguridad para medidores inteligentes)”, End-to-End Security for Smart Metering , disponible en línea: <http://oesterreichsenergie.at/sicherheitsanforderungen-fuer-smart-meter.html>, Noviembre de 2017.
- [8] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, “Proyecto de resolución 019 de 2017”, Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, disponible en línea: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>, Noviembre de 2017.
- [9] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, “Proyecto de resolución 121 de 2017”, Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el sistema interconectado nacional, disponible en línea: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>, Noviembre de 2017.
- [10] Ministerio de Minas y Energía de Colombia, “MME - Mecanismos infraestructura de medición avanzada de energía eléctrica”, Por el cual se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía eléctrica, disponible en línea: https://www.minminas.gov.co/documents/10180/674559/Proyecto+resol+AMI_Comentarios_MinMinas.pdf/a22a34b6-ea31-4e70-8a19-0e5f11a5c65d, Noviembre de 2017.
- [11] Superintendencia de Industria y Comercio SIC, “Proyecto de resolución XXX de 2017”, Por la cual se adiciona el Capítulo Undécimo en el Título VI de la Circular Única y se reglamenta el control metrológico aplicable a medidores de

energía eléctrica activa, disponible en línea:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>,
Noviembre de 2017.

[12] Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG, “Resolución 038 de 2014”,
Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de
generación distribuida en el sistema interconectado nacional, disponible en línea:
<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Documentos-Resoluciones?openview>,
Noviembre de 2017.

[13] UPME, “Estudios sobre Infraestructura de Medición Avanzada para Colombia,
para la viabilidad de las redes inteligentes y funcionalidades mínimas de
medidores inteligentes para Colombia”, Colombia AMI - Final Report V – Espanol,
disponible en línea: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Demanda-y-Eficiencia-energetica.aspx>,
Noviembre de 2017.

[14] ICONTEC, “Norma Técnica Colombian NTC 6079”, Requisitos para sistemas
de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía
eléctrica, capítulo 5 resumen disponible en línea: <https://tienda.icontec.org/wp-content/uploads/pdfs/NTC6079.pdf>,
Noviembre de 2017.

[15] Mendez P, Oliveros F, Ramon J; UIS – E3T tesis (posgrado), “Control del
perdidas de energía mediante la implementación de equipos bicuerpos en un
sector subnormal de la región magdalena medio de Barrancabermeja con
antecedentes de reincidencia en la defraudación de fluidos de energía eléctrica”,
disponible en línea biblioteca UIS:
<http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/derautor.jsp?parametros=157600>

[16] RF Wireless World, “LoRa vs Zigbee, Difference between LoRa and Zigbee”,
disponible en línea: <http://www.rfwireless-world.com/Terminology/LoRa-vs-Zigbee.html>,
Noviembre de 2017.

ANEXOS

ANEXO A. NORMA TÉCNICA DE MEDICIÓN CENTRALIZADA E INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA - AMI

En este anexo se incluye la “Norma técnica de medición centralizada e infraestructura de medición avanzada - AMI” desarrollada por los autores para la Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

1 INTRODUCCIÓN

ESSA – Grupo EPM está implementando el despliegue de nuevas tecnologías de medición inteligente con el propósito de garantizar calidad en el suministro de energía eléctrica, optimizar el proceso de facturación, cartera, y reducción de las pérdidas técnicas, así como nuevas alternativas para que los usuarios dispongan de información confiable en tiempo real propendiendo por un uso eficiente y racional de la energía eléctrica.

El presente documento presenta los lineamientos a seguir para la integración y puesta en operación de sistemas de Smart Metering o sistemas de infraestructura de medida avanzada (AMI) en ESSA.

Esta norma está dividida en cinco secciones; la primera sección (numerales 2, 3 y 4) están dedicadas al objetivo, alcance y definiciones generales de la norma; la segunda sección (numeral 5), está dedicada a las características y cualidades técnicas que deben tener los medidores o unidades de medida (UM); la tercera sección (numeral 6), se describen las características que deben tener los equipos o unidades concentradoras de datos (UC), así como las opciones disponibles para la integración de estas tecnologías; en la cuarta sección (numeral 7) se presenta el protocolo de comunicación que es reconocido por el sistema de gestión y operación (SGO) de ESSA; finalmente en la quinta sección (numeral 8) se refiere

a las evaluaciones de conformidad y el protocolo básico de mantenimiento a seguir.

2 OBJETIVOS

Generar lineamientos que permitan implementar y desplegar de forma segura y confiable infraestructuras de medida avanzada (AMI), permitiendo compatibilidad entre proveedores de sistemas AMI y el sistema de gestión y operación de ESSA, así como los sistemas anexos que conforman los sistemas de información de ESSA –Grupo EPM.

3 ALCANCE

Esta norma establece los criterios generales que se deben cumplir por parte de los proveedores de sistemas de infraestructuras de medida avanzada (AMI) para asimilar su integración a los sistemas de información de ESSA – Grupo EPM.

4 DEFINICIONES

Para uso de la presente norma se aplican las siguientes definiciones:

ACOMETIDA: Derivación de la red local del servicio público domiciliario de energía eléctrica, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general.

AMI: Son las siglas en inglés de Advanced Metering Infrastructure, hace referencia a aquellos sistemas de medida que permiten no solo la lectura de parámetros eléctricos provenientes de un medidor electrónico de forma periódica, sino que además permiten la reconfiguración remota y acción sobre componentes externos

como contactores o reconectores y otros dispositivos, así mismo permite una interacción más cercana con el usuario.

AMR: Son las siglas en inglés de Automatic Metering Reading, hace referencia a aquellos sistemas de medida que permiten la lectura de parámetros eléctricos provenientes de un medidor electrónico de forma periódica, no comprende los sistemas que permiten modificación de parámetros de manera remota o que permiten actuar sobre componentes externos como contactores o reconectores.

BARRAJE: es el conjunto de conductores de potencia destinados a recolectar o distribuir energía eléctrica dentro de una subestación o gabinete de distribución, se construyen en cobre en forma de platinas o barras para soportar altas corrientes.

BARRAJE DE DISTRIBUCIÓN: Es el barraje que distribuye la energía hacia las diferentes cargas a alimentar.

BARRAJE DE RECOLECCIÓN: Es el barraje que permite la conexión de una o múltiples fuentes de generación distribuida para la recolección de energía antes de ser conectadas al barraje de distribución.

BPSK: Binary Phase Shift Keying o modulación por desplazamiento de fase binaria, es un método de modulación usado en sistemas de comunicación basados en PLC.

CAPA DE ENLACE INTERMEDIO: Es la capa de comunicación entre un concentrador y otro, esta es de tipo cableada pudiendo ser Ethernet o RS232.

CAPA DE ENLACE LOCAL: Es la capa de comunicación entre los medidores y el concentrador puede ser PLC, RF o cableada según la tecnología usada.

CLIENTE: es un dispositivo o computadora que utiliza un servicio remoto en otro computador que actúa como servidor.

DISPLAY: dispositivo de algunos aparatos electrónicos que permite mostrar información al usuario de manera visual

HOST: Computadora o dispositivo conectado a una red que ofrece servicios al resto de computadores conectados a ella. Puede ser para una red local (host local) o remoto en el caso servidores en una red externa o internet (host remoto).

IoT: Internet of Things o Internet de las cosas, hace referencia a los dispositivos electrónicos que tienen la capacidad de interactuar directamente con la red internet e intercambiar información de manera programada, usando pocos recursos de cómputo.

LoRaWAN o LoRa: Es una red de comunicación inalámbrica de baja potencia basada en las capacidades de una red LPWAN (Low Power Wide Area Network).

MEDIDOR PREPAGO: Es un tipo especial de medidor que permite realizar la carga de una cantidad de energía específica dentro del medidor, por medio de un pin, token, tarjeta de banda magnética, tarjeta RFID, entre otras. Es un medidor de tipo regresivo, es decir, resta energía de un valor acumulado.

MEDICIÓN CENTRALIZADA (MC): son aquellos sistemas de medida que permiten el almacenamiento de las lecturas de parámetros eléctricos provenientes de varios medidores electrónicos de forma periódica, bien sea en el sitio de instalación o en un sistema de gestión remoto.

MEDICIÓN CONCENTRADA: sistema de medición que concentran o agrupan todas las unidades de medida en un solo lugar, como, por ejemplo, el tablero de todas las unidades de medida de una edificación.

MODBUS: Protocolo de implementación industrial estandarizado que permite el intercambio de datos entre varios dispositivos esclavos y un dispositivo maestro por medio de líneas balanceadas diferenciales como RS485 o desbalanceadas de corta distancia como RS232.

PROTOCOLO: son las reglas de comunicación que permiten el intercambio de información entre diferentes equipos electrónicos y/o de cómputo.

PLC: Son las siglas en inglés de Power Line Carrier, es un protocolo de comunicación que hace uso de las redes eléctricas para el intercambio de información entre el medidor y el concentrador o entre el medidor y un display remoto que se encuentra conectado a la misma red eléctrica.

SERVIDOR: equipo de cómputo donde se encuentra instalado el SGO de ESSA y a donde se envía la información recopilada por cada una de las unidades concentradoras.

SISTEMA DE GESTIÓN Y OPERACIÓN (SGO): Es un software o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten realizar la gestión, operación y mantenimiento de las unidades de medida y unidades concentradoras.

SCP: Secure Copy Protocol o Simple Communication Protocol es un medio de transferencia segura de archivos informáticos entre un host local y otro remoto o entre dos hosts remotos, usando el protocolo Secure Shell (SSH).

SSH: Son las siglas en inglés de Secure Shell, protocolo utilizado para acceder remotamente a computadoras mediante un intérprete de comandos o de manera gráfica permitiendo la copia de datos.

STS: Son las siglas en inglés de Standard Transfer Specification, es el protocolo y método usado por las unidades de medida de energía prepago para la transferencia segura y cargue de energía comprada al operador de red dentro de las unidades de medida.

SFTP: es un protocolo de transferencia de archivos que utiliza SSH (Secure Shell) para asegurar los comandos y los datos que se transfieren entre el un cliente y el servidor.

UNIDAD DE MEDIDA (UM): o equipo de medida es el módulo encargado de la función de medición y registro de la energía eléctrica y de otras variables relativas como: tensión, corriente, frecuencia, factor de potencia. Usualmente es instalado para la medición de consumo de energía eléctrica del usuario final; sin embargo, puede tener otros usos como: medición de energía en ramales de distribución de baja tensión, “macromedición de energía eléctrica”, submetering, monitoreo, entre otras.

UNIDAD CONCENTRADORA (UC) DE DATOS: Dispositivo encargado de la gestión y operación de la red de unidades de medidas desplegadas en su área de cobertura o influencia. Este dispositivo es el encargado de la gestión de las mediciones recopiladas por las UM, la actuación sobre las UM u otro actuador en el sistema, reporte de incidencias o alertas, entre otras funciones.

USUARIO: es la persona o entidad que recibe y beneficia con la prestación de un servicio público, sea como propietario del inmueble donde se presta el servicio o como receptor directo del servicio.

5 TOPOLOGÍAS DE LOS SISTEMAS AMI

A continuación, se describen las topologías que pueden tomar los sistemas AMI en función de la red de distribución de energía eléctrica y en función de la red de comunicación.

Dentro de estas topologías que comprenden las conexiones entre usuario, medidor, transformador y red de distribución, se estipulan tres modelos claramente definidos:

- Tipo vecindario.
- Tipo concentrado en subestación.
- Tipo concentrado por pisos o plantas en edificios.

5.1 TIPO VECINDARIO.

El tipo vecindario, consiste en el agrupamiento de las unidades de medida en armarios o gabinetes ubicados en los postes de distribución de energía eléctrica o cajas instaladas sobre la red, desde las cuales se extraen las acometidas individuales para cada uno de los usuarios. Estos armarios o gabinetes pueden emplear un dispositivo que recolecta los datos o lecturas de las unidades de medida en cada gabinete para transmitirlos a una unidad concentradora. A cada usuario le es instalado un “display” al interior del predio que permite visualizar su consumo o realizar recargas de energía cuando dispone del servicio de venta prepago de energía eléctrica. La Figura 1 muestra el esquema de un sistema AMI tipo vecindario.

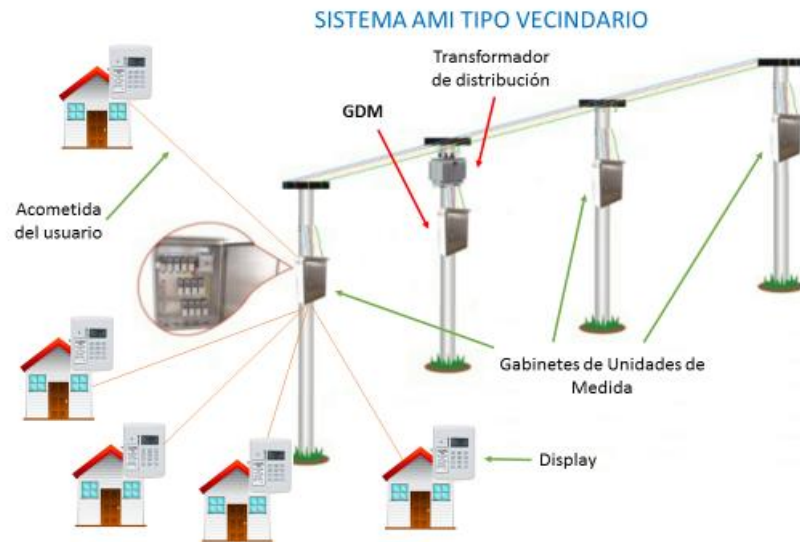


Figura 1. Sistema AMI tipo vecindario

5.2 TIPO CONCENTRADO POR PISOS

El tipo concentrado por pisos o plantas, es aplicado en edificios con niveles o torres de apartamentos, donde los medidores son agrupados en un solo gabinete en cada uno de los pisos, empotrado o fijo al suelo. Este tipo de topología puede emplear un dispositivo de agrupación de los datos y lecturas de los medidores por piso para transmitirlos a la unidad concentradora. En algunos casos este sistema generalmente va acompañado de un sistema de distribución de energía eléctrica por medio de barra blindada o blindo-barra. La Figura 2 muestra el esquema de este tipo de sistema.

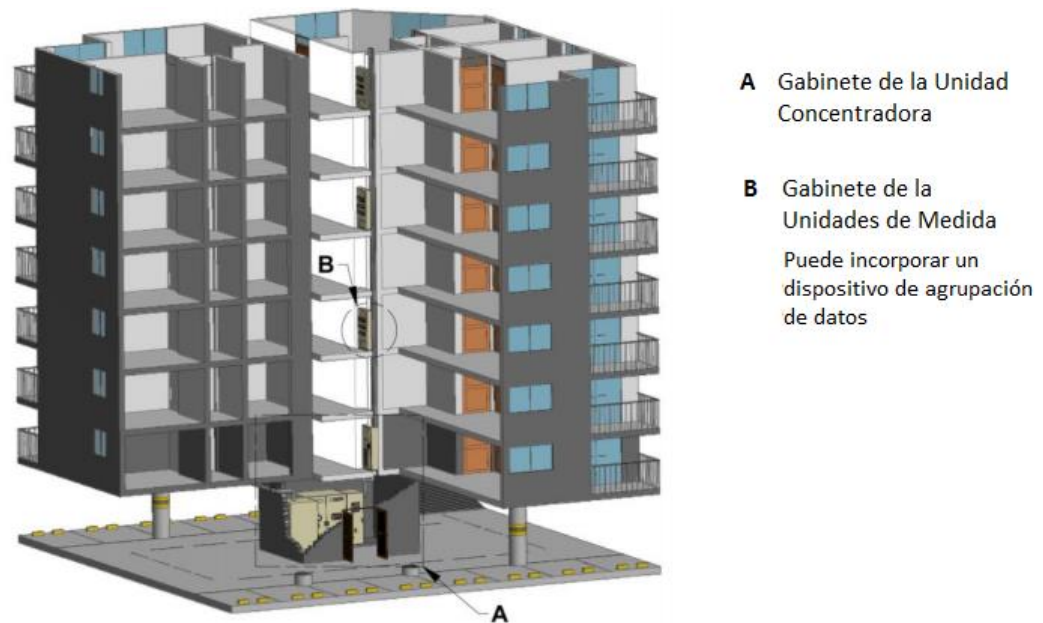


Figura 2. Sistema AMI tipo concentrado por pisos

5.3 TIPO CONCENTRADO EN SUBESTACIÓN.

El tipo concentrado en subestación, es aplicado en edificios con niveles o torres de apartamentos, donde los medidores son ubicados en las cercanías de la subestación de transformación, agrupados en un solo gabinete empotrado y/o fijo al suelo o en varios gabinetes contiguos. En este tipo es común que las unidades de medida transmitan directamente los datos y lecturas a la unidad concentradora sin ningún dispositivo intermedio. La Figura 3 muestra el esquema de este tipo de sistema.



A Gabinete con todos las Unidades de medida de la edificación.

Figura 3. Sistema AMI tipo concentrado en subestación.

6 CARACTERISTICAS Y LINEAMIENTOS DE LAS UNIDADES DE MEDIDA.

En este numeral se presentan las características y lineamientos a tener en cuenta en las unidades de medida.

6.1 REQUISITOS DE LAS UNIDADES DE MEDIDA.

Los equipos o unidades de medida son medidores de energía utilizados en el despliegue de tecnología AMI. Estos deben tener la capacidad de funcionar de manera tradicional, de modo que se pueda realizar una lectura manual ante la ausencia de comunicación con el sistema de gestión y operación (SGO) o con la unidad concentradora (UC). Adicionalmente, los equipos o unidades de medida deberán permitir la coexistencia de diferentes marcas, modelos y métodos de comunicación dentro de la misma red de distribución de energía eléctrica, sin generar interferencias entre ellos.

6.1.1 Requisitos eléctricos

A continuación, se relacionan las normas aplicables a las unidades de medida para sistemas AMI o de Smart Metering.

Respecto a requisitos eléctricos se tienen las presentadas en la Tabla 1.

| REQUISITOS ELÉCTRICOS | Conexión directa | |
|--|--|--|
| | Activa clase 1 | Reactiva clase 2 |
| TENSIONES NORMALIZADOS DE REFERENCIA | NTC 5226 (IEC 62052-11) | |
| CORRIENTES NORMALIZADOS DE REFERENCIA | | |
| FRECUENCIA NORMALIZADA DE REFERENCIA | | |
| CONSUMO DE POTENCIA CIRCUITOS DE TENSION MEDIDORES MULTIFUNCION | NTC 4649 (IEC 62053-61) | |
| CONSUMO DE POTENCIA - INTERVALO DE TENSION EN MEDIDORES MULTIFUNCION | | |
| CONSUMO DE POTENCIA CIRCUITOS DE CORRIENTE | NTC 4052 (IEC 62052-11) | NTC 4569 (IEC 62053-23) |
| INFLUENCIA DE SOBRE-CORRIENTES DE CORTA DURACION | | |
| INFLUENCIA DE AUTO CALENTAMIENTO | NTC 4052 (IEC 62052-11), NTC 5226 (IEC 62052-11) | NTC 4569 (IEC 62053-23), NTC 5226 (IEC 62052-11) |
| ENSAYOS DE TENSION ALTERNA | | |
| INFLUENCIA DE LA TENSION DE ALIMENTACION | NTC 5226 (IEC 62052-11) | |

| | |
|--|--|
| INMUNIDAD DE FALLA A TIERRA | |
| COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNETICA (EMC) | |

Tabla 1. Normas relacionadas con los requisitos eléctricos de las unidades de medida de un sistema AMI.

6.1.2 Requisitos metrológicos

Respecto a requisitos metrológicos se tienen las normas listadas en la Tabla 2.

| REQUISITOS METROLOGICOS | Conexión directa | |
|--|-------------------|---------------------|
| | Activa clase 1 | Reactiva clase 2 |
| LIMITES DE ERROR EN VARIACION EN CORRIENTE | NTC 4052 | NTC 4569 |
| LIMITES DE ERROR A FACTORES DE INFLUENCIA | | |
| ARRANQUE Y FUNCIONAMIENTO SIN CARGA | | |
| CONSTANTE DEL MEDIDOR | | |
| CONDICIONES DE LOS ENSAYOS | | |
| ENSAYOS DE RUTINA | NTC 4856 | |

Tabla 2. Normas relacionadas con los requisitos metrológicos de las unidades de medida de un sistema AMI.

6.1.3 Requisitos mecánicos

Con relación a los requisitos mecánicos se tienen las normas de la Tabla 3.

| REQUISITOS MECANICOS | Conexión directa | |
|--|-------------------------|---------------------|
| | Activa clase 1 | Reactiva clase 2 |
| GENERALIDADES | NTC 5226 (IEC 62052-11) | |
| CAJA | | |
| VENTANA | | |
| TERMINALES BLOQUE DE TERMINALES | | |
| TAPA DEL BLOQUE DE TERMINALES | | |
| DISTANCIAS DE SEGURIDAD Y DISTANCIAS DE FUGA | | |
| MEDIDOR DE CAJA AISLADA, CLASE PROTECCION II | | |
| RESISTENCIA AL CALOR Y AL FUEGO | | |
| PROTECCION CONTRA PENETRACION, POLVO Y AGUA | | |
| VISUALIZACION DE LOS VALORES MEDIDOS | | |
| DISPOSITIVOS DE SALIDA | | |
| IDENTIFICACION DEL MEDIDOR | | |
| CONDICIONES CLIMATICAS | | |

Tabla 3. Normas relacionadas con los requisitos mecánicos de las unidades de medida de un sistema AMI.

6.2 RESTRICCIONES DE LOS EQUIPOS DE MEDIDA

Los equipos o unidades de medida deben cumplir con los siguientes requisitos:

- Tener un anclaje físico de tipo rail DIN TS35 (riel omega) sobre un chasis de cara plana, no se aceptarán unidades de medida para instalación tipo ANSI o en cavidades o zócalos especiales, se debe garantizar que, en caso de un reemplazo de medidor, este no interfiera con uno de anclaje diferente.

- Tener un visualizador (“display”) embebido de manera que permita la lectura individual de energía acumulada, no se aceptarán equipos de medida con frente ciego.
- Cuando la unidad de medida muestre las lecturas o datos en el “display” desplazándolas una a una (modo scroll), este desplazamiento debe ser automático y siempre deberá incluir la lectura de energía activa. Cuando la unidad de medida no disponga de este modo scroll, debe mostrar por defecto la energía activa.
- La unidad de medida debe tener relé o interruptor interno de conexión-desconexión de la carga, con capacidades de interrupción mínima de 1,2 veces la corriente máxima de la unidad de medida.
- La unidad de medida para cargas bifásicas y trifásicas debe estar ensamblada en un solo cuerpo o carcasa, no se aceptarán sistemas que requieran módulos separados para conformar una medición polifásica.
- La unidad de medida deberá disponer de una tapa cubre bornes con detección de apertura mediante un interruptor o tamper. En el caso de que la unidad de medida no disponga de esta tapa, el gabinete o armario de resguardo de las unidades de medida debe tener un interruptor que genere una alarma de detección de apertura a la unidad concentradora.
- La tapa cubre bornes de la unidad de medida debe permitir la inserción de al menos un sello de seguridad, de modo que esta tapa no pueda ser quitada a menos que se rompan los sellos de seguridad.
- La unidad de medida debe tener memoria no volátil contando con una memoria acumulable como respaldo a los cortes de energía, no es necesario tener una batería para continuar funcionando.
- El uso de visualizador múltiple en armario-cajas que alberguen varias unidades de medida o visualizador general de conjuntos de unidades de medida, se dispondrá como método adicional de lectura. Esto no exime a que cada una de las unidades de medida tenga su visualizador y que este funcione independientemente de la unidad concentradora o dispositivos electrónicos de

agrupación de datos. Estos visualizadores múltiples deben presentar la información con caracteres alfanuméricos.

- Los equipos de medida deben cumplir lo exigido en el Contrato de Condiciones Uniformes – CCU de ESSA –Grupo EPM.

6.2.1 Características particulares

Las unidades de medida deben cumplir los requerimientos técnicos exigidos por las normas aceptadas por ESSA, tales como IEC, NEMA, IEEE etc.

En caso de un cambio de la unidad de medida, estos equipos serán suministrados de forma independiente, no debe ser unidades de medida que necesiten sistemas o dispositivos adicionales y que incluyan cajas o armarios como un conjunto de unidad de medida, excepto previo estudio realizado y aprobado por ESSA. Se deberá dejar resguardado un 10% adicional de unidades de medida del total instalado en sitio, distribuidos en los gabinetes o armarios dispuestos para las unidades de medida.

En los proyectos donde exista planta de emergencia, el sistema deberá incluir la funcionalidad de diferenciar la energía de red y la energía de planta. Para estos casos, la unidad de medida debe almacenar los consumos en dos registros independientes (el registro 1, la energía de red y el registro 2, la energía de planta).

Adicional a las unidades de medida de cada uno de los usuarios y de zonas comunes, se debe disponer de macromedidores que registren la energía suministrada por el transformador de distribución asociado, y la energía suministrada por la planta de emergencia. Dichos macromedidores no requieren dispositivos de conexión-desconexión y la lectura de energía deberá poder realizarse en sitio y mediante la unidad concentradora asociada con el sistema AMI, al igual que las unidades de medida comunicándose a la unidad concentradora respectiva. Los transformadores de corriente a utilizar para alimentar estos macromedidores, deben estar dimensionados según las

capacidades nominales del transformador de distribución y de la planta de emergencia, estos transformadores de corriente deben ser tipo ventana, clase 0,5S, 5 VA y deben contar con su respectiva certificación de conformidad de producto y certificado de calibración vigente. Los transformadores de corriente se ubicarán en los bajantes de la red de baja tensión del transformador de distribución y en la salida del generador de la planta de emergencia. Los macromedidores deben cumplir las normas IEC/NTC correspondientes según el tipo de conexión.

Cuando se disponga de sistemas de generación distribuida como plantas solares o eólicas, estas deberán conectarse a un barraje independiente de recolección de energía, el punto de conexión entre este barraje y el barraje de distribución deberá contar con una unidad de medida con comunicación a la unidad concentradora. El sistema de generación distribuida deberá contar con un control de seccionamiento que permita separar eléctricamente el barraje de recolección del barraje de distribución. Si la energía eléctrica entregada al sistema de distribución por parte de las plantas de generación distribuida en algún instante de tiempo excede la entregada por la red o supera la demanda local, se deberá instalar un macromedidor de tipo bidireccional. La remuneración de excedentes entregados a la red se regirá acorde a la regulación vigente por parte de la comisión de regulación de energía y gas - CREG.

Cuando se disponga de la funcionalidad de unidades de medida prepago, las unidades de medida deben ser homologados bajo el estándar STS, con recarga por medio de código o token. Así mismo, las unidades de medida pueden disponer de cambio de modo de funcionamiento prepago a pospago o viceversa, cumpliendo con todo lo exigido en la regulación colombiana vigente referente a facturación prepago y NTC-5648 (IEC 62055). El cambio de modo se podrá hacer de forma remota o local. La posibilidad de realizar este cambio será controlada por ESSA desde su SGO.

6.2.2 Condiciones de uso

Las unidades de medida deben tener las características mecánicas suficientes, para soportar las condiciones a que deben someterse durante su operación y transporte a los diferentes sitios donde se utilizarán, no ofreciendo limitaciones de funcionamiento en las condiciones de servicio.

6.2.3 Normas de fabricación

Las unidades de medida deben ser fabricadas de acuerdo a los requerimientos técnicos exigidos por las normas aceptadas por ESSA, tales como IEC, NEMA, IEEE.

En caso de que las normas sean diferentes a las mencionadas anteriormente, se deben presentar certificados de ensayos tipo y metrológicos de las unidades de medida, indicando las pruebas efectuadas y las normas utilizadas.

6.2.4 Certificaciones

El proveedor debe remitir los certificados de conformidad de producto y los certificados de calibración vigentes de las unidades y transformadores de medida, de acuerdo a lo indicado en el código de medida.

6.2.5 Placa de características

La unidad de medida debe llevar una placa de características (grabado indeleble y de fácil visualización) con la siguiente información:

- Nombre o marca registrada del fabricante.
- Número de serie (código numérico y de barras).
- Año de fabricación.
- Modelo y/o referencia.
- Valor eficaz nominal de tensión.
- Valor eficaz nominal o básico de corriente.
- Valor eficaz máximo de la corriente.
- Número de fases, hilos y elementos de medición.
- Constante del medidor en la forma impulsos.
- Clase de exactitud, según norma IEC.

- Frecuencia.
- Tensión auxiliar de operación (sí es necesario).
- Marcación de empresa: ESSA y/o Grupo EPM
- Diagrama de conexión
- Identificación de bornes/terminales.

7 CARACTERÍSTICAS Y LINEAMIENTOS DE LA UNIDAD CONCENTRADORA DE DATOS (UC)

Las unidades concentradoras de datos deberán cumplir las siguientes características o requisitos:

- Estar en capacidad de establecer una comunicación bidireccional con las unidades de medida en cualquier instante de tiempo. Su construcción debe garantizar la resistencia a temperaturas con condiciones ambientales tropicales sin parar su funcionamiento.
- La unidad concentradora deberá contar con reloj interno, el cual debe poder sincronizarse con el sistema de gestión y operación o con la unidad concentradora de ESSA.
- La unidad concentradora de datos debe ser un sistema embebido, y todas sus partes deberán estar dentro de un mismo cuerpo o carcasa, no se aceptarán conexiones adicionales con otros dispositivos con el fin de realizar conversiones de datos u otro tipo de acciones que estén fuera de su único cuerpo.
- No se aceptarán equipos de cómputo tradicionales como computadores portátiles o de escritorio como unidades concentradoras.
- Deberá estar resguardada en un gabinete o caja, el cual pueda asegurarse con sellos de seguridad de ESSA. El gabinete de resguardo de la unidad concentradora deberá estar ubicado en una zona con cobertura de red celular, en caso de no ser posible, como por ejemplo sótanos en edificios, etc., debe dejarse una acometida que comunique este gabinete con otro en un lugar con cobertura (El gabinete en el lugar de cobertura de ser de mínimo 30cm x 30cm x 15cm).

- El gabinete que resguarda la unidad concentradora deberá tener una etiqueta legible visualmente que identifique la red de unidades de medida que administra. Esta etiqueta deberá contener los siguientes datos:

- Número de la unidad concentradora (casos en los que se dispone de más de una unidad concentradora)

- Fecha de instalación de la unidad concentradora

- Especificación de la tecnología de comunicación (radiofrecuencia, PLC, etc.).

- Número o grupo de unidades de medida que administra.

- Diagrama de conexión de datos con las unidades de medida.

- La instalación eléctrica de la unidad concentradora deberá tener una protección de sobrecorriente independiente y accesible dentro del mismo gabinete de resguardo de la UC.

- La unidad concentradora no podrá conectarse con redes de comunicación externas que no son parte de la red de confianza de ESSA.

- La unidad concentradora de datos debe contar con un mecanismo de alarma (con o sin energía de la red de distribución) que permita alertar el acceso no autorizado al gabinete o caja que lo resguarda y generar (ante la alerta de intrusión) acciones que garanticen la protección y resguardo de la información contenida en él (como envío de la alarma, datos de configuración, información del sistema, lecturas almacenadas, registros de operación y mantenimiento, entre otras).

- Se debe garantizar que una vez asegurada la unidad concentradora, no permita el acceso físico a periféricos o módulos de comunicación diferentes a los empleados para el enlace de comunicación con las unidades de medida instaladas y con el sistema de gestión y operación de la red de ESSA.

7.1 DISPOSITIVOS ELECTRÓNICOS DE AGRUPACIÓN DE DATOS.

En el caso de que se utilicen dispositivos electrónicos que recopilen la información de las unidades de medida de forma agrupada, para después ser enviadas a la unidad concentradora, como es el caso de algunos sistemas AMI descritos en las

secciones 5.1 y 5.2 (En la Figura 4 se muestra el esquema de funcionamiento), este dispositivo será evaluado por ESSA para su aprobación y tendrá que estar resguardado en un gabinete (puede ser junto con las UM), el cual pueda asegurarse con sellos de seguridad de ESSA. En ningún caso se debe tener acceso a este dispositivo por medio de cables o redes inalámbricas externas a las de ESSA.

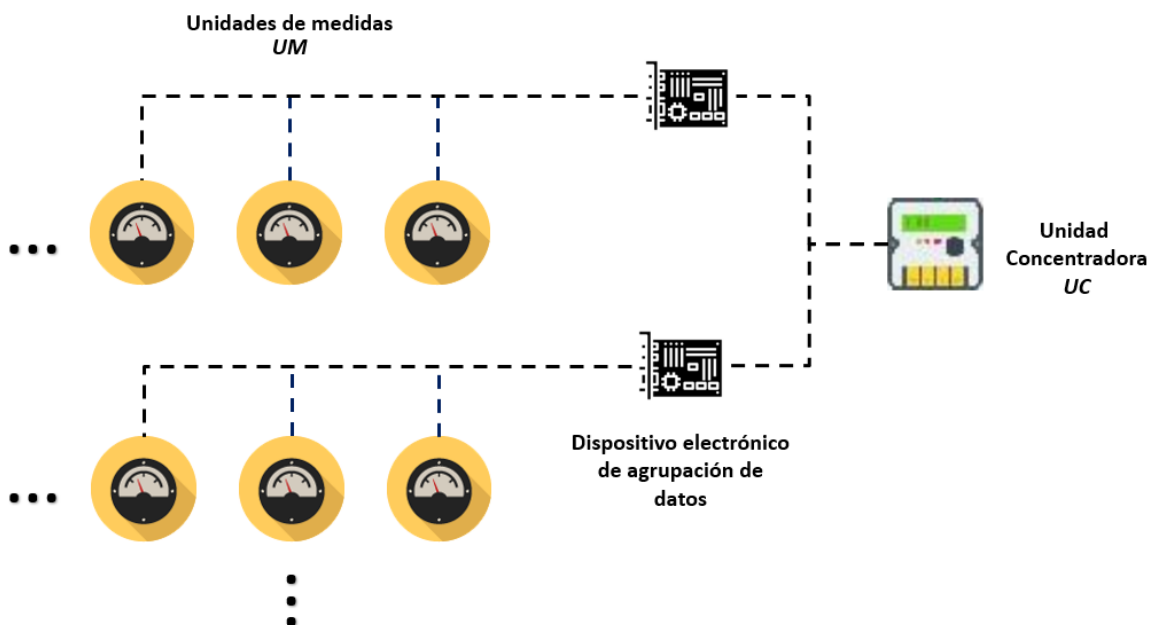


Figura 4. Esquema de funcionamiento con dispositivos electrónicos de agrupación de datos.

MÉTODOS DE COMUNICACIÓN A LA RED DE ESSA.

La comunicación de las unidades de medida con el sistema de gestión y operación de ESSA se realizará a través de la unidad concentradora de ESSA. Esta comunicación puede realizarse alámbrica o inalámbricamente, sin embargo, para la topología tipo vecindario descrita en la sección 5.1 solo se podrá realizar inalámbricamente desde las UM o los dispositivos de agrupación de datos hasta la unidad concentradora.

La comunicación a las redes de ESSA se podrá realizar mediante dos modelos, los cuales se describen a continuación.

MODELO UNIDAD DE MEDIDA- UNIDAD CONCENTRADORA ESSA (UM-UC ESSA).

Este modelo comunica directamente las unidades de medida por algún medio alámbrico o inalámbrico con la unidad concentradora dispuesta por ESSA y es implementado cuando:

No se tiene una unidad concentradora del fabricante de las UM que soporte la comunicación de las unidades de medida instaladas.

No sea posible establecer comunicación y transferencia de información de forma segura entre la unidad concentradora de ESSA y la unidad concentradora del fabricante de las UM.

Cuando exista multiplicidad de marcas y modelos de las unidades de medida asociadas a una misma zona de cobertura.

La Figura 5 muestra el esquema de medición entre cada una de las unidades de medida (UM) y la unidad concentradora de ESSA.

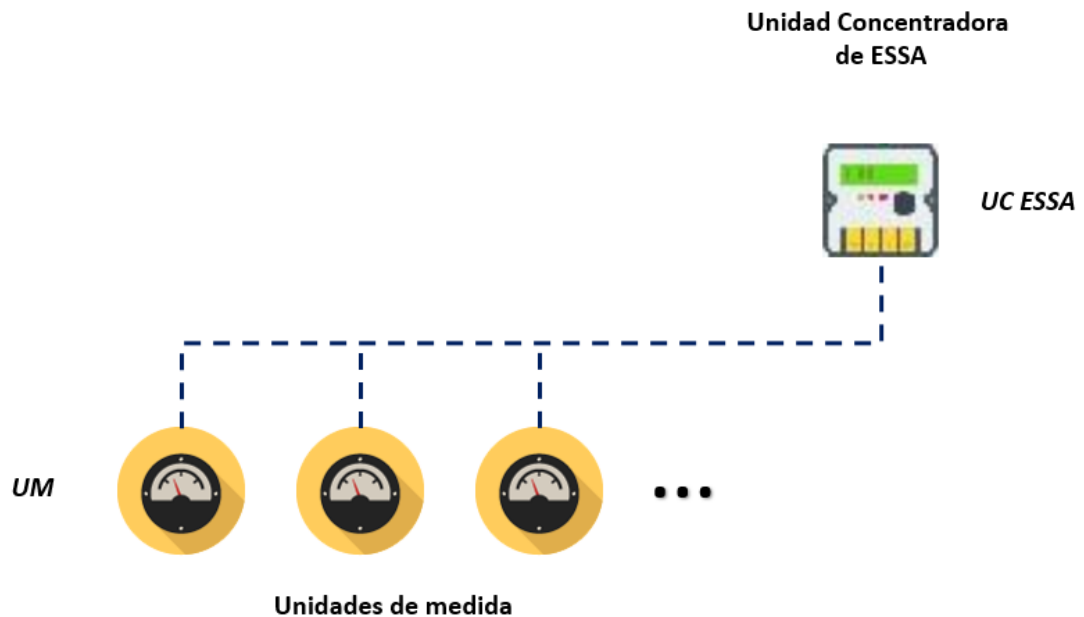


Figura 5. Modelo UM – UC ESSA.

En el caso de que la unidad concentradora de ESSA no disponga del medio o tecnología de comunicación especificado, se debe suministrar el dispositivo de hardware con el cual se pueda interactuar desde la unidad concentradora de ESSA, siendo siempre este hardware una interfaz de salida de tipo serial como, por ejemplo: PLC-Serial, Zigbee-Serial, LoRa-serial, etc. Si se dispone de un tipo de comunicación cableada, la señal debe ser de tipo diferencial (por ejemplo, RS485) y esta debe ir desplegada por medio de tubería EMT hasta el concentrador, tal como se muestra en la Figura 6.

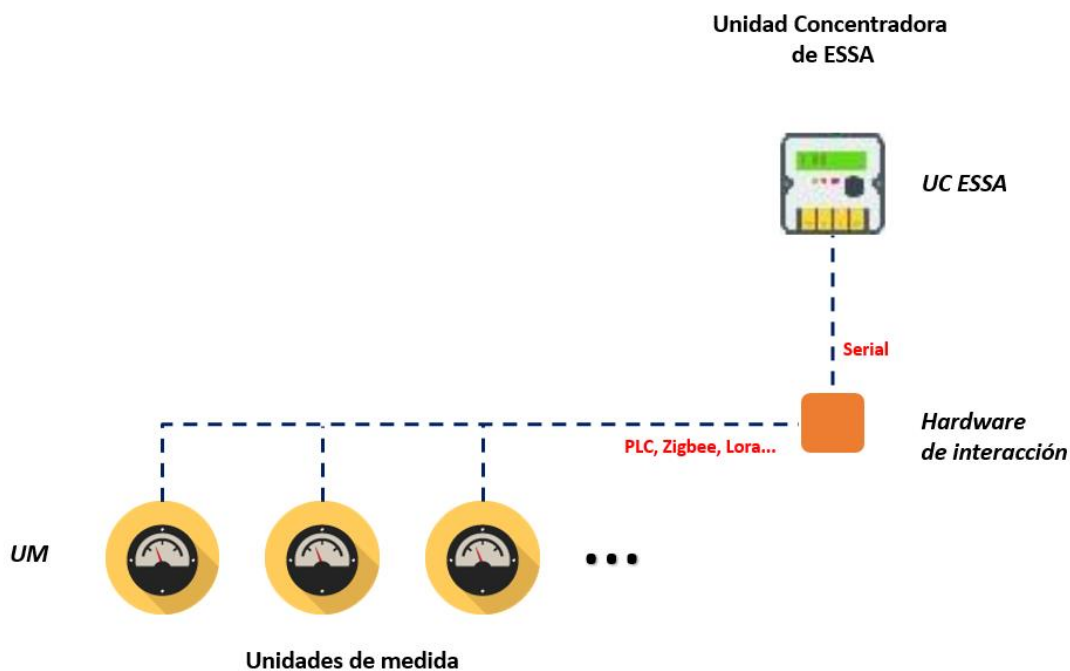


Figura 6. Integración de UC ESSA sin soporte de comunicación especificado.

Para que la unidad concentradora de ESSA pueda comunicar y administrar las unidades de medida se deberá entregar a ESSA:

- Funcionamiento del protocolo de comunicación
- Tablas de ubicación de la información en formato OBIS, MODBUS o similar referenciando todas las funcionalidades de la UM
- En caso de tener niveles de acceso, las especificaciones de las contraseñas asociadas (numérico, alfanumérico, cantidad mínima y máxima de caracteres, cantidad de niveles, etc.).

NOTA: No se exigirán códigos fuentes que funcionen al interior de las unidades de medida, solo se solicitarán aplicativos(Linux/Windows) que permitan la validación del intercambio de información y control entre UM-UC.

7.2 INTERFAZ UNIDAD CONCENTRADORA OBJETIVO - UNIDAD CONCENTRADORA ESSA (UC-UC ESSA).

Este modelo es implementado cuando exista una unidad concentradora diferente a la UC proporcionada por ESSA, que soporte y recopile la información de las unidades de medida. Se realizará una comunicación entre esta unidad concentradora (UC objetivo) y una unidad concentradora dispuesta por ESSA (UC ESSA) como se muestra en la Figura 7.

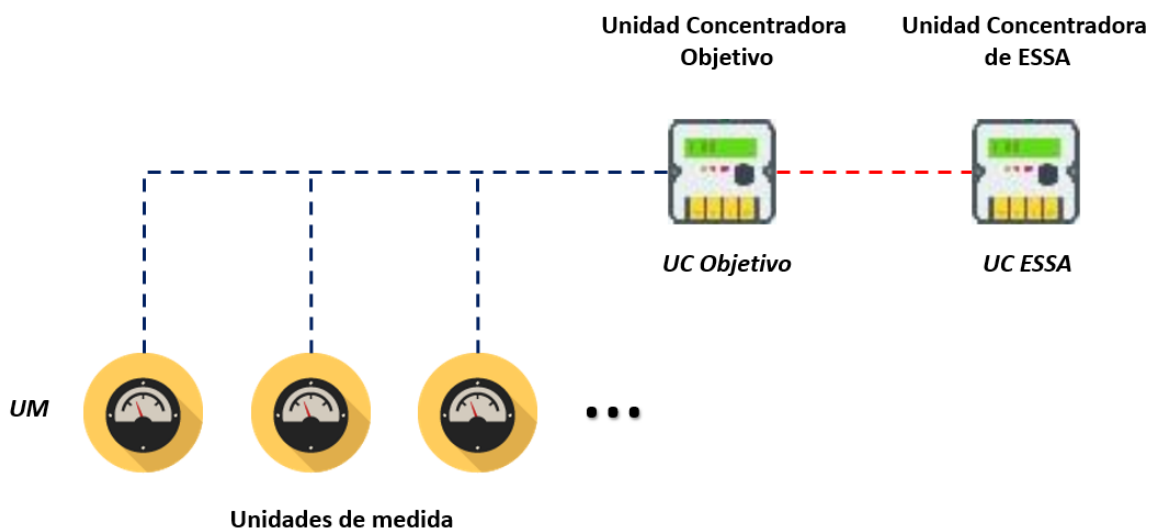


Figura 7. Modelo UC - UC ESSA

La interfaz de comunicación entre la UC Objetivo y la UC de ESSA se realiza de forma cableada mediante estándar Ethernet- IEEE 802.3. La UC objetivo deberá soportar esta interfaz de comunicación y aprobar la evaluación de cumplimiento de las políticas de seguridad sobre tecnología e información (FTIGS009-V1). Estas políticas pueden ser consultadas directamente con ESSA.

El intercambio de datos entre las unidades concentradoras se realizará de la como se describe a continuación.

Dentro del sistema de archivos de la UC objetivo se deberá encontrar una carpeta con nombre “ESSA”, la cual debe contener los archivos presentados en la Tabla 4.

| Nombre del Archivo | Descripción | Función |
|--------------------|--|---|
| Txxxxx_fecha.bk | <p>xxxxx: número de ID del transformador.</p> <p>fecha: fecha de toma de los datos en formato DD_MM_AA.</p> <p>.bk: extensión del archivo.</p> | Guarda los datos (lecturas, etc.) de las UM. El orden y estructura de los datos se encuentra en el anexo 1. |
| Txxxxx_fecha.log | <p>xxxxx: número de ID del transformador.</p> <p>fecha: fecha de toma de los datos en formato DD_MM_AA.</p> <p>.log: extensión del archivo.</p> | Guarda secuencialmente la descripción de todos los eventos realizados sobre los archivos de la carpeta ESSA. |
| Txxxxx_fecha.sac | <p>xxxxx: número de ID del transformador.</p> <p>fecha: fecha de toma de los datos en formato DD_MM_AA.</p> <p>.sac: extensión del archivo.</p> | Es el archivo de configuración de topología de las UM asociadas. El orden y estructura de los datos se encuentra en el anexo 2. |

Tabla 4. Archivos requeridos en la UC objetivo.

Ejemplo: T4213_01_12_17.bk

T4213_01_12_17.sac

T4213_01_12_17.log

- La UC objetivo deberá recopilar las lecturas de todas las unidades de medida cada hora en el archivo con extensión “.bk” correspondiente.

- El número de ID del transformador para nombrar el archivo debe copiarse del archivo “.sac” transferido a la UC objetivo.
- En cualquier instante de tiempo la UC de ESSA podrá transferir o copiar los archivos almacenados en la carpeta “ESSA”.

El intercambio de archivos entre la UC objetivo y UC ESSA se realizará mediante el protocolo para transferencia de archivos, de preferencia SCP o SFTP empleando certificados de confianza cifrados. La Figura 8 presenta el esquema de intercambio de archivos.

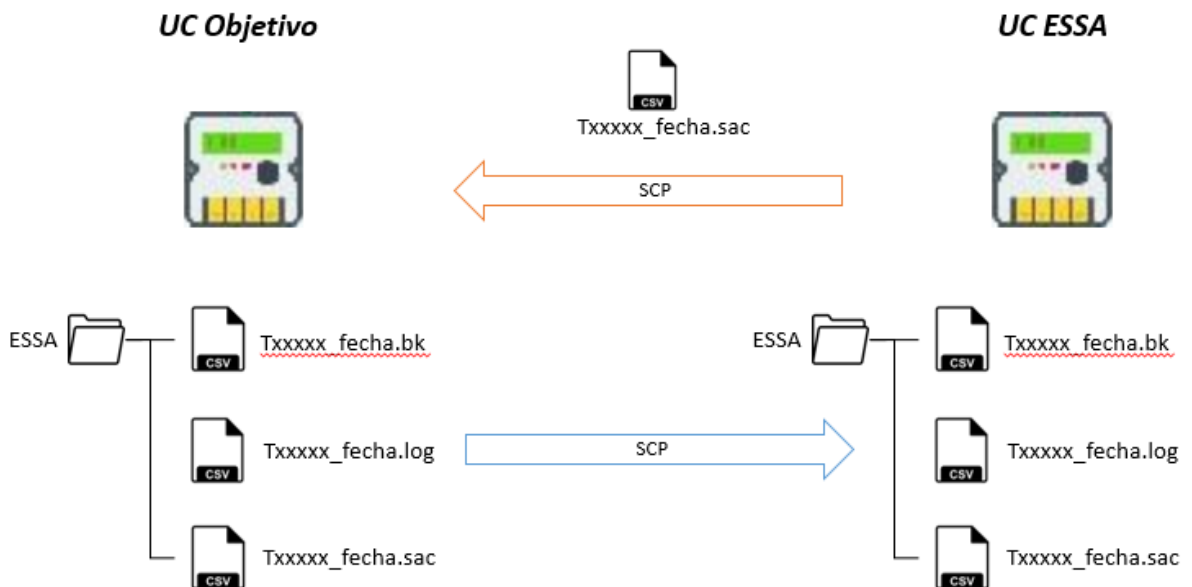


Figura 8. Intercambio información entre UC

Como medida de aseguramiento de la información, las unidades concentradoras deben almacenar un respaldo de la información de lecturas, configuración y registros de operación, es decir, los archivos mencionados en la tabla anterior (

.sac, .bk, .log), con el propósito de facilitar los procesos de auditoría y aseguramiento de la información.

El archivo identificado como Txxxxx_fecha.sac, es el archivo de configuración de topología de las UM asociadas y estado de las mismas, la UC objetivo debe actualizar el archivo de recolección de lecturas (.bk) en el instante que se transfiera un archivo de configuración (.sac) actualizado.

La Figura 9 presenta el diagrama de flujo de la actualización de lecturas y actualización de configuración de la UC objetivo.

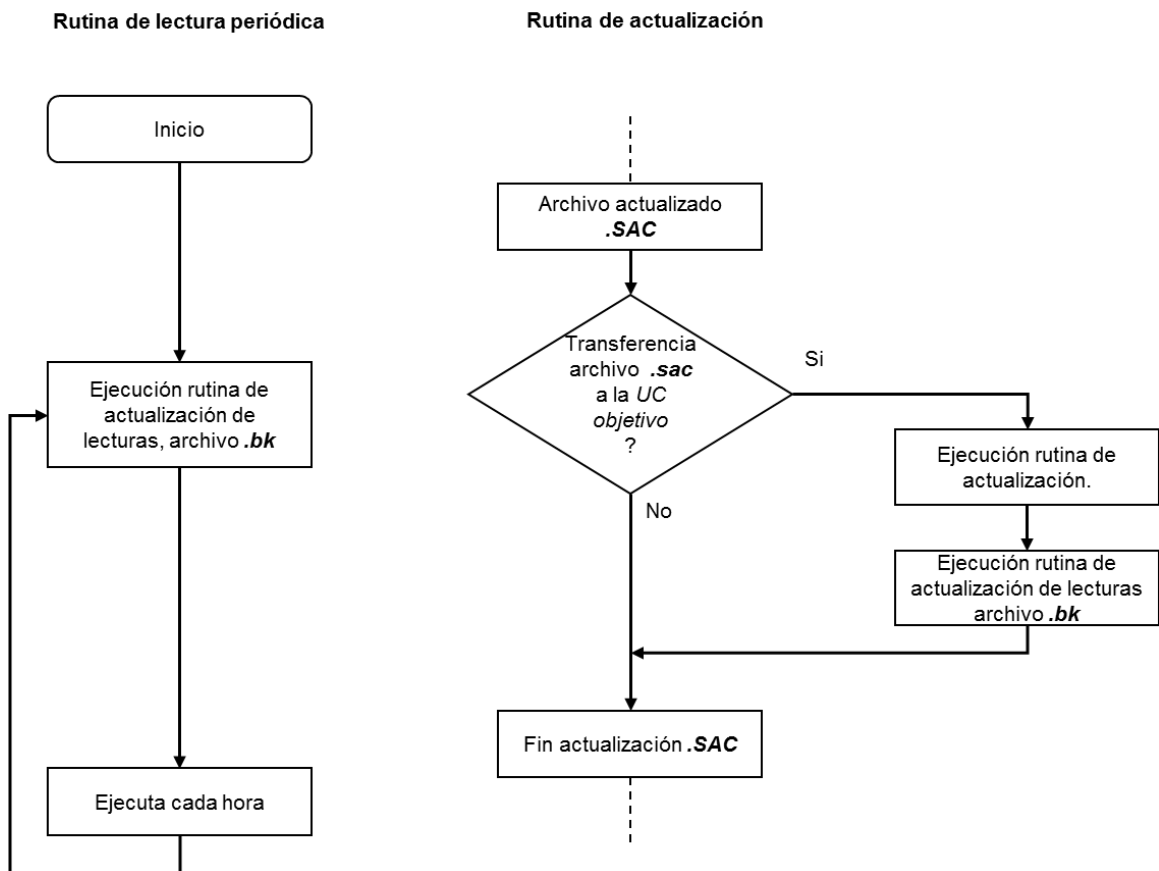


Figura 9. Diagrama de flujo actualización de lecturas y actualización de configuración de la UC objetivo.

Nota: Debe asegurarse la existencia de espacio físico suficiente en el gabinete donde estará la UC Objetivo, de modo que pueda instalarse la UC de ESSA de iguales dimensiones.

8 MANTENIMIENTO DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN CENTRALIZADA Y SISTEMAS AMI.

Con el propósito de garantizar la calidad en el suministro de energía eléctrica y optimizar la consulta del consumo de la misma, tanto como para usuarios como para ESSA, se deberán tener en cuenta las siguientes observaciones con respecto a las responsabilidades, mantenimiento y posibles fallas de los sistemas de medición centralizada y sistemas AMI:

1. Cuando se presente una falla de las unidades concentradoras y/o dispositivos electrónicos de agrupación de datos, del canal de comunicación entre la UC y UM que no permitan obtener los datos de las UM, será responsabilidad del usuario realizar los arreglos correspondientes, si transcurrido un periodo de facturación, el usuario no realiza estos arreglos, ESSA procederá a realizar los arreglos correspondientes y facturar a los usuarios los valores que genere dicha reparación.
2. En caso que se requiera cambiar la unidad de medida, esto sea por mal funcionamiento, medición errónea de los consumos u otro motivo técnico, será obligación del usuario cambiarla por una UM igual a la que tenía previamente instalada u otra que este a satisfacción de ESSA.
3. Anualmente deberá realizarse un mantenimiento de las unidades concentradoras, dispositivos electrónicos de agrupación de datos y canal de

comunicación entre la UC y UM, esto será responsabilidad de los usuarios que comparten una misma UC. Si transcurrido un periodo de facturación el usuario no realiza el mantenimiento, ESSA procederá a realizar el mantenimiento correspondiente y facturar a los usuarios los valores que genere dicho mantenimiento.

4. El costo de la UC ESSA y su instalación será facturada entre los usuarios conectados a esta UC.

5. En el caso de contar con dispositivos electrónicos para agrupación de datos entre la UM y la UC, se debe dejar instalado un 10% adicional de estos dispositivos del total instalado en sitio, sin energizar, en alguno/algunos de los gabinetes que los resguardan.

9 PROCEDIMIENTO PARA LA VALIDACIÓN DE UN PROYECTO DE MEDICIÓN CENTRALIZADA O SISTEMA AMI.

Con el propósito de brindar y garantizar el buen funcionamiento de estos sistemas, ESSA ha propuesto un procedimiento de validación de los proyectos de medición centralizada y sistemas AMI. Este procedimiento se llevará a cabo de manera interna en ESSA cuando se realice el procedimiento y vinculación de clientes de ESSA y aplique para ser un proyecto de medición centralizada o sistema AMI. En este punto el proyecto presentado será re-direccionado al personal encargado para realizar el procedimiento de validación de sistemas MC y sistemas AMI. La descripción general de cada etapa se muestra en la Tabla 5.

| Etapas | Descripción | Duración |
|-------------------------|-------------------------------------|-----------------|
| Solicitud de validación | Se entrega al personal encargado de | 2 días* |

| | | |
|---------------------------------|---|---------|
| del proyecto | ESSA la documentación referenciada en el anexo 3. | |
| Respuesta de la solicitud | El personal encargado de ESSA realiza la revisión de la documentación del proyecto y entrega la respuesta. | 4 días* |
| Integración con sistema ESSA. | <p>En el caso de utilizar el modelo <i>UC-UC objetivo</i>, se debe entregar a ESSA la unidad concentradora objetivo a instalar en el proyecto y una UM, con el fin de realizar las pruebas de comunicación pertinentes del conjunto de dispositivos.</p> <p>En el caso de utilizar el modelo UM-UC ESSA, se debe entregar la información mencionada en el numeral 8.1.</p> | 7 días* |
| Revisión del proyecto en sitio. | Se realiza una visita al sitio del proyecto con el fin de verificar, corroborar el cumplimiento de la presente norma. | 1 días* |
| Validación y aprobación. | Se realiza la validación del sistema AMI o MC, realizando pruebas de lectura de las UM, conexión y desconexión de las UM desde el SGO de ESSA. | 2 días* |

Tabla 5. Etapas requeridas para la puesta en marcha de un proyecto de MC o sistema AMI.

* Tiempo estimado en días hábiles.

Observaciones:

- Posteriormente a este al procedimiento de validación MC o AMI, se culminará con la legalización y energización contemplada en el procedimiento de conexión y vinculación de clientes de ESSA.

El no cumplimiento de la presente norma y/o el rechazo en alguna de las etapas del proceso de validación, establece que el proyecto no sea aprobado para la respectiva legalización de las UM.