

**CONTRATO CREG 095 DE 2019 ENTRE LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS
Y LA UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA**



**Apoyo en el Estudio y Elaboración de las Bases para Proponer el Agente que debe
Desarrollar la Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada**

**INFORME FINAL
Revisión 1**



**Universidad Tecnológica de Pereira
Pereira – Colombia
23 de Diciembre del 2019**

RESPONSABLES POR LA ELABORACIÓN

UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

Harold Salazar Isaza
Ricardo Alberto Hincapié Isaza
Andrés Arias Londoño
Álvaro Darío Paredes Cortés
Laura Salazar Peña

ASESOR JURÍDICO

Luis Alfonso Rojas Rosillo

EXPERTO INTERNACIONAL

Jaime Muñoz Pesante
Centro de Energía – Universidad de Chile

ÍNDICE DE MODIFICACIONES

Índice de revisión	Sección modificada	Fecha	Observaciones
Versión original	---	Diciembre 20 de 2019	Versión original que incluye los comentarios del grupo de trabajo de las reuniones de los días: - 01 de noviembre - 08 de noviembre - 15 de noviembre - 22 de noviembre - 29 de noviembre - 06 de diciembre - 13 de diciembre
1	Capítulos 2, 3, 4 y 5	Diciembre 23 de 2019	Se atienden los comentarios indicados por el grupo de trabajo en la reunión del día 20 de diciembre.

LABORATORIO PARA ESTUDIOS DE SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA (ESEP) UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA

MISIÓN

Prestar servicios de consultoría profesional y de educación no formal en el área de sistemas eléctricos a empresas del sector eléctrico nacional e internacional, entidades regulatorias, de planeamiento y de vigilancia e inspección vinculadas con el sector eléctrico.

VISIÓN

Para el año 2020, el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia - ESEP - será un referente en la ejecución de proyectos de educación no formal y consultorías profesionales para empresas, entidades regulatorias y de planeación del sector eléctrico.

SERVICIOS

Forman parte del alcance de las actividades del laboratorio los siguientes servicios de consultoría profesional y de educación no formal definidos en el artículo 4 del Acuerdo 21 del 04 de julio de 2007 del Consejo Superior de UTP:

- Educación no formal: Cursos, talleres, capacitaciones, seminarios, diplomados, jornadas, encuentros, conferencias, presentaciones, congresos.
- Consultorías profesionales: Asesorías, consultorías, asistencia técnica, interventorías, veedurías, gerencia de obras o de proyectos, dirección, programación y ejecución de diseños, planos, anteproyectos y proyectos, estudios para proyectos de inversión, estudios de diagnóstico, prefactibilidad o factibilidad para proyectos específicos.

RESUMEN EJECUTIVO

Este documento presenta los análisis técnicos y jurídicos realizados por la Universidad Tecnológica de Pereira junto con un asesor jurídico y con el apoyo del Centro de Energía de la Universidad de Chile para establecer -entre otros aspectos- el agente que debe implementar la infraestructura de medición avanzada en nuestro país -AMI por sus siglas en inglés-. En tal sentido, la Universidad realiza el estudio bajo la perspectiva de un modelo de gestión de datos pues no cabe la menor duda que el gran beneficio de este tipo de tecnología es la manera como se use la información que es posible disponer en virtud de este despliegue tecnológico. En todo caso, la Universidad considera que el propósito de una implementación –independiente de quien lo realice- es la mejora de los procesos productivos de los diferentes agentes involucrados con el sistema de medición para disminuir los costos de prestación del servicio y promover la competencia al por menor (*retail market* en inglés).

Bajo la perspectiva anterior, se presentan cuatro opciones de implementación en donde la Universidad recomienda que el despliegue lo realicen los operadores de red, pero el manejo de la información que se genera como consecuencia del despliegue AMI de los distintos mercados de comercialización se realice a través de un gestor de datos. Este será un nuevo agente encargado de centralizar y garantizar la disponibilidad de la información para los usuarios y a los diferentes agentes. Los beneficios de este esquema son significativos y detallados en este documento.

La conclusión anterior se deriva a partir de un análisis cualitativo en donde se consideran unos principios y criterios que abarcan diferentes perspectivas de análisis que abarcan una amplia visión. Incluso, la recomendación final está alineada con tendencias recientes observadas en países de la comunidad europea que resaltan el valor de la información que puede generar el sistema AMI y recomiendan las bondades de la centralización.

La recomendación se soporta con un análisis jurídico en donde se indica la forma como este nuevo agente encajaría en la normatividad colombiana. Asimismo, el análisis incluye aspectos de la propiedad y protección de datos, la interoperabilidad, y los riesgos jurídicos asociados a la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada.

Por otro lado, un análisis numérico permite establecer que los costos asociados la infraestructura de medición avanzada se podrían cubrir sin necesidad de incrementos tarifarios. Esto es, los beneficios de esta opción tecnológica que son materializados a través de unos costos evitados e incrementos en procesos de facturación son tales que podrían cubrir los costos del despliegue. En

tal sentido, la Universidad esboza un enfoque regulatorio a través del cual se evitan incrementos en la tarifa y a su vez incentiva el despliegue de esta tecnología.

Lo anterior es de suma importancia toda vez que en Chile -tal como se detalla en este documento- la inversión de despliegue del sistema AMI debía ser realizada por las distribuidoras de energía y con cobro final al usuario mediante un aumento en la tarifa eléctrica. Este esquema desató un estallido social frente a la implementación del sistema AMI, produciendo un importante rechazo ciudadano a la normativa, considerando que el usuario final no percibe beneficio alguno por la inversión a pagar.

Con lo anterior, la Universidad considera que los modelos financieros de implementación AMI no pueden ser ajenos a una realidad social y a experiencias como la chilena pues ignorarlos conllevaría a que no se materialicen las iniciativas de despliegue AMI.

TABLA DE CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	1
2	ANÁLISIS DE LOS AGENTES CON CAPACIDAD PARA IMPLEMENTAR LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA	2
2.1	INTRODUCCIÓN	2
2.2	DEFINICIÓN DE UN MODELO DE GESTIÓN DE DATOS	2
2.3	UNA TAXONOMÍA DE LOS MODELOS DE GESTIÓN DE DATOS	3
2.4	OPCIONES PARA EL DESPLIEGUE DEL AMI	4
2.4.1	OPCIÓN DE IMPLEMENTACIÓN TIPO 1	4
2.4.2	OPCIÓN DE IMPLEMENTACIÓN TIPO 2	5
2.4.3	OPCIÓN DE IMPLEMENTACIÓN TIPO 3	6
2.4.4	OPCIÓN DE IMPLEMENTACIÓN TIPO 4	7
2.5	ANÁLISIS CUALITATIVO DE LAS OPCIONES DE IMPLEMENTACIÓN	8
2.5.1	RESPONSABLES ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA	8
2.5.2	COMPARACIÓN DE LAS OPCIONES	14
2.6	CONCLUSIONES DEL CAPÍTULO	17
3	PROPIEDAD DE LA INFORMACIÓN, MANEJO Y GOBERNANZA DE LOS DATOS	18
3.1	ANÁLISIS DEL CAMBIO DE LOS MEDIDORES EN EL MARCO DEL DESPLIEGUE DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA –AMI-	18
3.1.1	ANTECEDENTES	18
3.1.2	RÉGIMEN DE DERECHOS Y DEBERES EN RELACIÓN CON LA MEDICIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	21
3.1.3	REGLAS SOBRE LA ADQUISICIÓN, INSTALACIÓN Y CAMBIO DEL MEDIDOR	23
3.2	ASPECTOS JURÍDICOS RELEVANTES DE LA PROPIEDAD Y PROTECCIÓN DE LOS DATOS	34
3.2.1	EL ORDENAMIENTO ACTUAL NO RECONOCE DERECHO DE PROPIEDAD SOBRE LOS DATOS PERSONALES, AUNQUE SÍ LA TITULARIDAD SOBRE LOS MISMOS	34
3.2.2	ASPECTOS RELACIONADOS CON LA NATURALEZA, MANEJO Y UTILIZACIÓN DE LOS DATOS EN LA AMI	36
3.3	ASPECTOS JURÍDICOS RELEVANTES DE LA INTEROPERABILIDAD	40
3.4	ANÁLISIS DE RIESGOS JURÍDICOS ASOCIADOS A LA PUESTA EN FUNCIONAMIENTO DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA	41
3.5	ASPECTOS JURÍDICOS RELEVANTES DE LA OPCIÓN PROPUESTA (OPCIÓN 3)	44
3.5.1	COMPETENCIA DE LA CREG	45
3.5.2	DEFINICIÓN DE LA ACTIVIDAD DE MEDICIÓN AVANZADA	46
3.5.3	AGENTES RESPONSABLES DE LA MEDICIÓN AVANZADA	47
3.5.4	USUARIOS DE LOS DATOS DE USO DE ENERGÍA	47
3.5.5	ASPECTOS RELATIVOS A LA INTEROPERABILIDAD	48
3.5.6	PROPIEDAD DE LOS MEDIDORES	50
3.5.7	PROTECCIÓN DE LAS EXPECTATIVAS LEGÍTIMAS	51

3.5.8 ASPECTOS RELEVANTES DEL USO DE LA INFRAESTRUCTURA AMI POR PARTE DE LOS COMERCIALIZADORES DE ENERGÍA 52

4 CRITERIOS PARA ESTABLECER EL PLAN DE DESPLIEGUE DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA 54

4.1	SÍNTESIS DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS REPORTADOS EN REFERENTES INTERNACIONALES	54
4.2	ANÁLISIS NUMÉRICO	56
4.2.1	COSTOS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA AMI POR PUNTO DE MEDICIÓN	56
4.2.2	VALORES FACTURADOS PARA UN USUARIO RESIDENCIAL EN COLOMBIA	57
4.2.3	PORCENTAJE DEL CU PARA CUBRIR EL COSTO POR PUNTO DE MEDICIÓN	58
4.3	REFLEXIONES RELACIONADAS CON LOS CRITERIOS PARA ESTABLECER LOS PLANES Y LA FORMA DE CUBRIR EL COSTO POR PUNTO DE MEDICIÓN	59

5 EXPERIENCIA INTERNACIONAL: LECCIONES APRENDIDAS DEL CASO CHILENO PARA EL CASO COLOMBIANO 62

5.1	INTRODUCCIÓN	62
5.1.1	ANTECEDENTES	62
5.1.2	DESCRIPCIÓN GENERAL DEL DOCUMENTO	63
5.1.3	NORMATIVA CONSULTADA	63
5.2	CONSIDERACIONES IMPORTANTES SOBRE AMI EN EL MUNDO	63
5.2.1	ANÁLISIS GENERAL DE IMPLEMENTACIONES SIMILARES EN MUNDO	64
5.2.2	DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN DE TECNOLOGÍAS A NIVEL INTERNACIONAL	65
5.3	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL MODELO CHILENO	68
5.3.1	MODELO DEL SISTEMA	68
5.3.2	RESPONSABILIDADES Y ACTORES	69
5.3.3	INVERSIÓN DE DESPLIEGUE DEL SISTEMA	69
5.3.4	INTEROPERABILIDAD Y ESTANDARIZACIÓN	70
5.3.5	PRIVACIDAD Y GOBERNANZA DE LOS DATOS	71
5.3.6	CIBERSEGURIDAD	72
5.3.7	ZONAS URBANAS Y RURALES (BAJA CONCENTRACIÓN DE CLIENTES)	72
5.3.8	PILOTOS EXISTENTES	73
5.3.9	OTROS ASPECTOS IMPORTANTES	74
5.4	ANÁLISIS DE LA NORMA TÉCNICA COLOMBIANA NTC 6079	75
5.4.1	ARQUITECTURA DEL SISTEMA AMI	75
5.4.2	REQUISITOS DE LA UNIDAD DE MEDIDA	76
5.4.2.3	FUNCIONALIDADES COMPLEMENTARIAS	78
5.4.3	REQUISITO DE LAS COMUNICACIONES	78
5.4.4	SEGURIDAD	79
5.4.5	ESTÁNDARES	81
5.4.6	AUDITORÍA U HOMOLOGACIÓN	82
5.4.7	DESAFÍOS FUTUROS EN EL DESPLIEGUE DE AMI	82
5.5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES DEL ANÁLISIS	85

6	REFERENCIAS	87
----------	--------------------	-----------

7	ANEXO – SÍNTESIS DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS DE UN REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL	90
----------	---	-----------

ABREVIATURAS UTILIZADAS EN ESTE DOCUMENTO

ABREVIATURA	DEFINICIÓN
AMI	Infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés)
C	Comercializador
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
CU	Costo unitario de presentación del servicio la energía [\$/kWh]
ESEP	Laboratorio para estudios de sistemas eléctricos de potencia
ICONTEC	Instituto Colombiano de Normas Técnicas
MME	Ministerio de Minas y Energía
NTC	Norma Técnica Colombiana
OR	Operador de Red
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
UTP	Universidad Tecnológica de Pereira
SDL	Sistema de Distribución Local

1 INTRODUCCIÓN

El 28 de octubre del 2019 la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) adjudicó a la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) el contrato 095-2019 cuyo objeto es el apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer el agente que debe desarrollar la implementación de la infraestructura de medición avanzada, los aspectos asociados con la propiedad de la información y gobernanza de los datos, las características técnicas a ser establecidas por la regulación, las características de los planes de implementación a presentar por parte de los agentes, los criterios para la priorización del despliegue de medición avanzada en el país y otros aspectos que requieran de conocimientos especializados y que puedan ser incluidos en la resolución de consulta a expedir.

El alcance del contrato incluye el desarrollo de las siguientes actividades:

- a. Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer el agente que debe implementar la Infraestructura de Medición Avanzada, considerando entre otros, análisis beneficio - costo.
- b. Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer los aspectos asociados con la propiedad de la información, el manejo y gobernanza de los datos.
- c. Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer las características técnicas que deben ser determinadas por la regulación y las características que deben contener los planes a presentar por los agentes responsables de la implementación, incluyendo los estudios jurídicos relativos a la interoperabilidad y protección de datos con la que debe contar el sistema.
- d. Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer los criterios con base en los cuales debe establecerse un correcto despliegue de la infraestructura de medición avanzada en el país, incluyendo entre otros, el análisis del cambio de propiedad de los medidores.
- e. Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer otros requisitos e incentivos que se determinen en desarrollo de los estudios y que se consideren que deben hacer parte de la propuesta de resolución a expedir respecto de la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el país.

Este contrato es ejecutado por el Laboratorio para Estudios de Sistemas Eléctricos de Potencia (ESEP) de la UTP. Igualmente, el apoyo del experto internacional se ejecuta dentro del marco de cooperación suscrito la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) y el Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (FCFM) y que tiene por objeto identificar temáticas de interés común y fortalecer las oportunidades de cooperación entre ambas instituciones.

Finalmente, este documento corresponde a la primera revisión del informe final y cubre los distintos aspectos solicitados en el contrato.

2 ANALISIS DE LOS AGENTES CON CAPACIDAD PARA IMPLEMENTAR LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICION AVANZADA

2.1 Introducción

Este capítulo analiza las diferentes opciones de implementación de un sistema de medición avanzada -AMI (por sus siglas en inglés)- para determinar cuál es el agente(s) que debería(n) implementar este tipo de tecnologías para nuestro país. El análisis se realiza bajo la perspectiva de un modelo de gestión de datos¹ pues no cabe la menor duda que el gran beneficio de este tipo de tecnología es la manera como se use la información que es posible disponer en virtud de ella. El propósito final de una implementación –independiente de quien lo realice- debería ser la mejora de los procesos productivos de los diferentes agentes involucrados con el sistema de medición y con ello disminuir los costos de prestación del servicio e igualmente promover la competencia al por menor (*retail market* en inglés).

2.2 Definición de un modelo de gestión de datos

Un modelo de gestión de datos se define como un conjunto de prácticas para organizar, mantener y colocar a disposición unos datos. De manera particular, y para el propósito de este estudio, el modelo de gestión de datos en medición avanzada también implica la lectura del dato en su lugar de origen, un proceso de transporte, validación, almacenamiento, protección, y uso del mismo para procesos operativos y de facturación.

De forma específica, las actividades que comprenden el modelo de gestión de datos se definen de la siguiente manera:

1. Lectura del dato del medidor: Proceso a través del cual se registra un dato como consecuencia de un consumo de energía eléctrica -activa o reactiva- o se registra un valor de una variable eléctrica asumiendo que la tecnología del medidor está en capacidad de realizarlo.
2. Transporte del dato: Proceso por el cual se traslada un dato desde el medidor hasta un medio físico de almacenamiento o hasta un servicio en la nube.
3. Validación: Proceso en el cual se verifica que la información de lectura del dato sea correcta. Aunque es preciso indicar que el despliegue AMI implica que los datos igualmente sean validados

¹ Un dato, de manera amplia y para el contexto de este capítulo, se entiende como el valor de una variable eléctrica que pueda ser registrado, por ejemplo, potencia activa y/o reactiva, consumo de energía activa y/o reactiva, nivel de tensión, interrupción de un servicio -ausencia de tensión y corriente-, etc.

en otras instancias diferentes a las del medidor, este aspecto será aclarado en siguientes secciones del documento.

4. Almacenamiento y protección: Proceso por el cual se guarda y se custodia un dato.
5. Uso del dato para procesos de facturación: Proceso por el cual se utiliza el dato para efectos de liquidar y facturar un consumo de energía.
6. Uso del dato para procesos operativos y de planeación: Proceso por el cual el dato es empleado para optimizar los procesos asociados a la operación y planeamiento de un sistema eléctrico.
7. Disponibilidad del dato para un tercero: Proceso por el cual se habilita la consulta de un dato a través de unas credenciales de acceso para que un tercero realice procesos de vigilancia, diseño de políticas públicas, o diseño de nuevos modelos de negocios.

2.3 Una taxonomía de los modelos de gestión de datos

En su forma más simple la literatura distingue dos maneras de clasificar el modelo de gestión de datos –definido a través de las actividades listadas anteriormente- y denominados como modelo descentralizado o centralizado.

El primero se define como aquel modelo en donde la disponibilidad de los datos que se generan como consecuencia del despliegue AMI se encuentran distribuidos en varias bases de datos. En este modelo todas las actividades listadas en la sección 2.2 son realizadas por un único agente para cada mercado de comercialización y es la opción que por defecto se adoptó en la mayoría de países de la Unión Europea en las primeras etapas del despliegue AMI y ejecutada por los operadores de red.

Por otro lado, el modelo centralizado se define como aquel en donde toda la información generada como consecuencia del despliegue AMI se encuentra concentrada *en una base de datos* o se tiene acceso a diferentes bases de datos a través de *un único portal web* que concentra todas las solicitudes de información.

A diferencia del modelo descentralizado, en el modelo centralizado las actividades de la sección 2.2 pueden ser realizadas por diferentes agentes. Por ejemplo, el transporte de los datos se puede efectuar por el operador de red o por otro agente – denominado en la literatura como gestor de comunicación- que se encarga de trasladar un dato desde su lugar de origen hasta un sitio designado por el regulador. Este modelo, por lo tanto, permite que en el despliegue y operación de un sistema AMI intervengan y aparezcan otros agentes distintos a los comercializadores y operadores de red.

2.4 Opciones para el despliegue del AMI

El sistema AMI puede ser implementado a través de diferentes opciones las cuales se introducen en esta sección y que toman en consideración la taxonomía indicada anteriormente. El análisis de las ventajas y desventajas de cada una de ella se detallan en secciones posteriores de este capítulo.

2.4.1 Opción de implementación tipo 1

Esta opción de implementación corresponde a un modelo descentralizado según la taxonomía del numeral anterior y por lo tanto concentra todas las actividades listadas en la sección 2.2 en un solo responsable, el cual, por lo general, es el operador de red. Esto es, cada OR es responsable, en cada mercado de comercialización, de implementar el sistema AMI.

Como resultado de lo anterior la información que se origina como consecuencia del sistema AMI está disponible en diferentes bases de datos las cuales puede ser consultadas a través distintos portales web. Los usuarios de la información, por lo tanto, tendrán tantos portales web disponible como mercados de comercialización con el fin de acceder a los datos que considere de su importancia.

La figura 2.1 representa de forma gráfica esta opción en donde se destaca que cada sistema AMI de cada mercado de comercialización genera una información la cual es depositada en una base de datos y que es puesta a disposición a través de un portal web. Las flechas indican la manera como se accede a la información, esto es, el responsable de un mercado de comercialización –por ejemplo el mercado 1- podría estar interesado en la información de otro mercado –por ejemplo el del mercado 2- para efecto de diseñar un producto para los usuarios de ese mercado; en este caso, el comercializador del mercado 1 tendría que consultar el portal web que pone a disposición el responsable del mercado 2 para el diseño de su producto. Los usuarios de la parte inferior son aquellos que requieren información del sistema AMI para efectos de vigilancia, diseño de políticas públicas, diseño de nuevos modelos de negocios, o comercializadores no integrados con operadores de red. Los accesos a los portales deben tener una política de privilegios a través de contraseñas.

Por lo menos desde el punto de vista de acceso a la información, este modelo tiene tantas bases de datos como mercados de comercialización y la cantidad de flechas –que indican de forma esquemática como se accede a la información- crece de manera considerable a medida que existan más bases de datos. Por ejemplo, para el caso de 28 OR responsables de 28 mercados de comercialización junto con tres usuarios institucionales (Ministerio, CREG, Superintendencia de Servicio Públicos Domiciliarios) la cantidad de flechas es de 920, resultado de multiplicar 31 por 30.

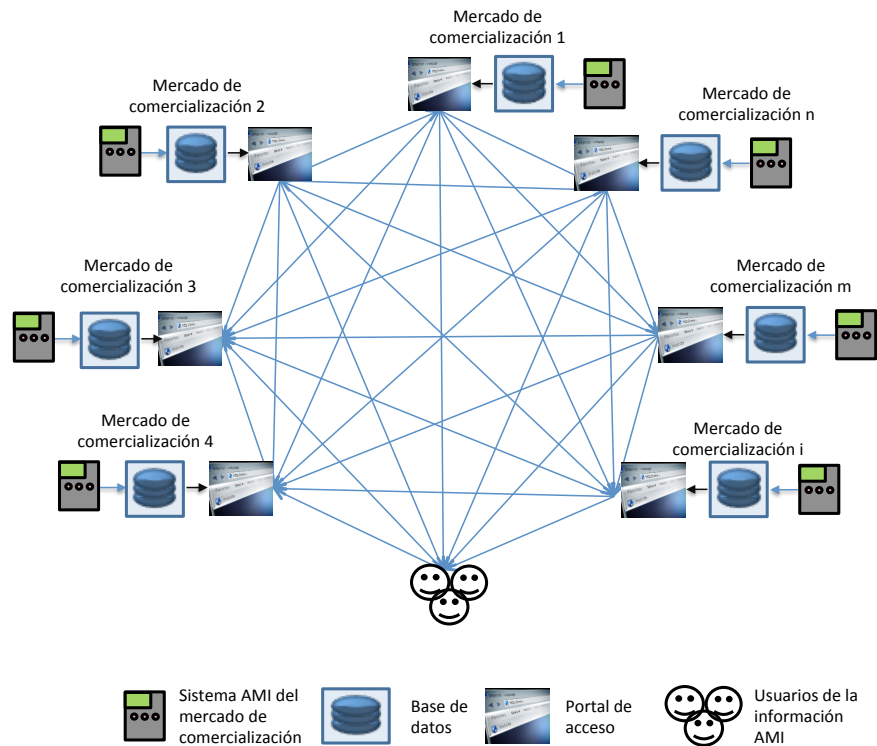


Figura 2.1. Representación gráfica de la opción de implementación tipo 1

2.4.2 Opción de implementación tipo 2

Esta opción de implementación corresponde a un modelo centralizado en donde las actividades de transporte son delegadas a un gestor de comunicaciones y las de almacenamiento, protección y disponibilidad de datos son de responsabilidad de un gestor de datos. Para el caso de nuestro país, tanto el gestor de comunicaciones como el de datos no hacen parte de los agentes actuales de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica. Este modelo es similar al que actualmente está implementado en el Reino Unido.

La figura 2.2 muestra de manera esquemática esta opción de implementación en donde se destaca que toda la información generada por el sistema AMI de todos los mercados de comercialización se encuentra concentrada en una sola base de datos la cual es consultada por los distintos usuarios a través de un único portal web. Por lo tanto, un comercializador tendría que consultar esta base de datos incluso para sus procesos de facturación. Observe que la centralización de la información facilita el proceso de consulta por parte de terceros pues, por ejemplo, si el comercializador del mercado 1 tiene interés en desarrollar un nuevo producto para el mercado 2 y 3, solo es necesario la consulta a un único portal web y no a diferentes portales tal cual sucede en la opción de implementación tipo 1.

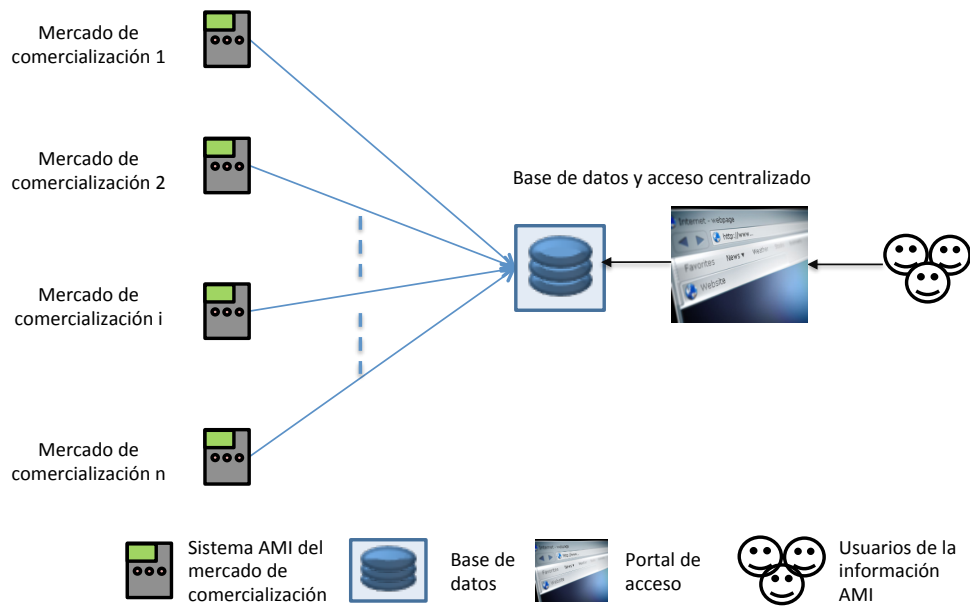


Figura 2.2. Representación gráfica de la opción de implementación tipo 2

2.4.3 Opción de implementación tipo 3

Esta opción de implementación corresponde a un modelo centralizado en donde la actividad de almacenamiento de datos es responsabilidad de un gestor de datos y las otras actividades son delegadas –por lo general- a un operador de red para cada mercado de comercialización.

La figura 2.3 muestra esta opción en donde se observa con claridad como toda la información generada por todos los sistemas AMI de los diferentes mercados de comercialización están centralizadas en una sola base de datos, aunque este modelo también permite que cada mercado disponga de una copia de su propia información.

Los usuarios de la información acceden a esta a través de un portal web el cual es gestionado por el gestor de datos quien no solo se encarga de la centralización de la información, sino que sus principales tareas estarían asociadas a la generación de insumos para la promoción de un mercado minorista y explotar todas las ventajas que proporciona la información proveniente del AMI pues esta se debe entender como una tecnología habilitadora de nuevos esquemas de negocio.

Por ejemplo, unas de las tareas del gestor sería la generación de reportes de comparación de valores de tarifa para que los usuarios puedan tomar la decisión de cual comercializador puede servir mejor a sus intereses. El gestor –visto desde una perspectiva bastante amplia- actúa como el portal

“Amazon” para energía eléctrica que no solo se limita a listar los precios de los productos, sino que a través de inteligencia de negocio ayuda a los usuarios a tomar una decisión².

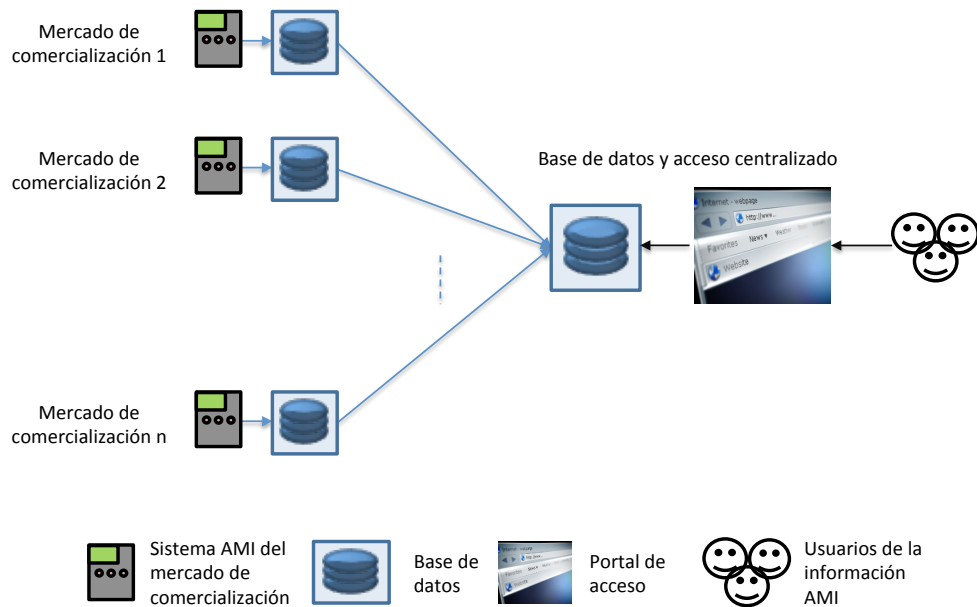


Figura 2.3. Representación gráfica de la opción de implementación tipo 3

2.4.4 Opción de implementación tipo 4

Esta opción de implementación corresponde a un modelo centralizado en donde la actividad de almacenamiento de datos es descentralizada y de responsabilidad –por lo general- de un operador de red. Los datos, sin embargo, se acceden a través de único portal web con lo cual se *centraliza* las consultas de información. Esta es una extensión de la opción tipo 1 pero con un medio centralizado de acceso a la información. No existe un gestor de la información por lo cual en esta opción no hay una inteligencia de negocio sobre los datos generados por los sistemas AMI que puedan guiar a los usuarios a tomar sus decisiones.

La figura 2.4 muestra esta opción de implementación en donde se observa con claridad como toda la información generada por todos los sistemas AMI de los diferentes mercados de comercialización no está centralizada pero su acceso si es de carácter centralizado, esto es, los usuarios de la información acceden a través de un único portal web.

² Un ejemplo de estos servicios está disponible en <http://powertochoose.org/es-es>

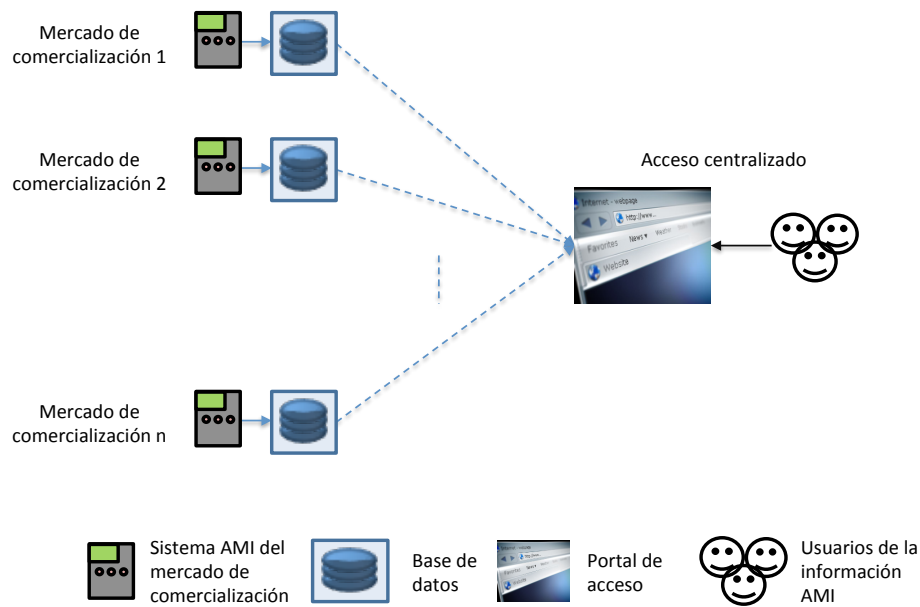


Figura 4.4. Representación gráfica de la opción de implementación tipo 4

2.5 Análisis cualitativo de las opciones de implementación

Esta sección detalla quienes son los responsables de la implementación del sistema AMI indicados en la sección anterior. La responsabilidad para efectos de este estudio se divide en dos aspectos. El primero corresponde a la instalación, administración, operación y mantenimiento de aspectos asociados a la infraestructura –activos- del sistema AMI mientras que el segundo son los responsables de las actividades que definieron el modelo de gestión de datos.

Como premisa, el que implementa una infraestructura no implica que sea responsable de unas actividades que definen el modelo de gestión de datos. La separación de estas actividades es una condición, como se explicará más adelante, para que AMI cumpla con los objetivos de promover la eficiencia del sector, disminuir los costos de prestación del servicio, y promover la competencia al por menor.

2.5.1 Responsables asociados a la infraestructura

La sección anterior categorizó las distintas opciones de implementación del sistema AMI sin indicar de manera concreta quienes son los responsables de los activos que conforman una infraestructura AMI. En tal sentido, y para efectos de este estudio, la infraestructura de un sistema AMI se define

según lo establecido por la arquitectura AMI de la norma NTC 6079 y cuyos principales componente -módulos acorde a la norma- son los siguientes^{3,4}:

1. Unidad de medida
2. Unidad concentradora⁵
3. Sistemas de gestión y operación
4. Comunicaciones

Con lo anterior, la tabla 2.1 muestra los responsables asociados a la instalación, administración, operación y mantenimiento de los distintos módulos para las opciones de implementación descritas en la sección 2.4. Las convenciones de las cabeceras de las tablas son C para el Comercializador, OR para el Operador de Red, GC denota el Gestor de Comunicaciones, GD corresponde al Gestor de Datos y GP al Gestor del Portal Web. Una equis “X” en una celda indica quien es el responsable del módulo para la respectiva opción de implementación.

Las opciones de implementación tipo 1, 3 y 4 de la tabla anterior indican que el OR es el responsable de la instalación, administración, operación y mantenimiento de los módulos que conforman un sistema AMI. La opción 2, por el contrario, introduce al gestor de comunicaciones como el encargado de los diferentes módulos excepto el de medición que es de responsabilidad, en esta opción, del comercializador.

Por otro lado, en un modelo AMI en donde el principal elemento es la utilidad de los datos que el sistema genera, no es un requerimiento que el responsable de instalar y operar una infraestructura física tenga responsabilidad sobre las diferentes actividades asociadas a los datos, en tal sentido, la tabla 2.2 muestra los responsables de las actividades relacionadas con la gestión de los datos de las opciones de implementación. Al igual que la tabla anterior, una equis “X” indica el responsable.

³ Norma Técnica Colombiana NTC-6079, “Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica”. Octubre del 2019.

⁴ La norma lista un aspecto de seguridad pero a su vez indica que “no es un módulo en sí mismo”; por lo cual, se excluye del análisis de esta sección pues esta sección se circunscribe a aspectos asociados a la infraestructura.

⁵ La norma NTC-6079 indica que este módulo es opcional pero se considera en este análisis para efectos de generalización sin desconocer lo señalado por la normal.

Tabla 2.1. Responsables de la instalación, administración, operación y mantenimiento de los diferentes módulos para las distintas opciones

Responsables	Actividades	Opción 1					Opción 2					Opción 3					Opción 4				
		C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP
Asociados a la infraestructura	Instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la unidad de medición	X					X									X					
	Instalación, administración, operación y mantenimiento de la unidad concentradora (ver nota 1 de esta tabla)	X						X								X					
	Instalación, administración, operación y mantenimiento de la unidad de gestión y operación (ver nota 2 de esta tabla)	X						X								X					
	Instalación, administración, operación, mantenimiento de las comunicaciones	X						X								X					

Nota 1: En esta tabla se indican los responsables de la unidad concentradora en caso que se requiera pues este módulo es opcional según la norma NTC 6079.

Nota 2: La Resolución 40072 del Ministerio de Minas y Energía y la norma NTC 6079 considera que la infraestructura AMI podría tener un MDM (Meter Data Management) en los términos que lo define la norma, por lo cual, en caso que se considere necesario para el sistema AMI, este debería ser de responsabilidad de los agentes indicados en la fila “Almacenamiento y protección del dato” de la tabla 2.2.

Tabla 2.2. Responsables de las actividades asociadas a la gestión de los datos

Responsables	Actividades	Opción 1					Opción 2					Opción 3					Opción 4					
		C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	
Asociados a la gestión de los datos	Lectura dato del medidor		X						X					X					X			
	Validación del dato del medidor		X						X					X					X			
	Transporte del dato (ver nota 1 de esta tabla)		X						X					X					X			
	Almacenamiento y protección del dato		X							X				X		X			X			
	Uso del dato para procesos de facturación (ver nota 2 de esta tabla)	X					X							X					X			
	Uso del dato para procesos operativos y de planeación		X						X					X					X			
	Disponibilidad del dato para un tercero		X								X					X						X

Nota 1: El lugar hasta donde se transporta el dato difiere según la opción de implementación:

- Opción 1: Desde la unidad de medida hasta la base de datos del OR.
- Opción 2: Desde la unidad de medida hasta el gestor de datos.
- Opción 3: Desde la unidad de medida hasta la base de datos del OR y a la base de datos del gestor de datos.
- Opción 4: Desde la unidad de medida hasta la base de datos del OR.

Nota 2: El uso del dato para procesos de facturación también implica un proceso de validación con el cual se verifica que la medida disponible es el mejor dato disponible para esos propósitos. Este proceso por lo general se conoce como la “critica” al dato y *debe ser conservado dentro de un esquema AMI y asignado al responsable señalado en la tabla.*

De la tabla 2.2 anterior es notorio que no siempre el OR es el encargado de las actividades de gestión de datos y que depende de la opción de despliegue. Por ejemplo, en la opción 3, el gestor de datos es quien tiene la responsabilidad de almacenar y proteger el dato y de colocarlo a disponibilidad de un tercero. En la opción 4, el gestor del portal se limita únicamente a facilitar el acceso de los datos a un tercero a través de un portal web.

Por último, la tabla 2.3 fusiona las tablas 2.1 y 2.2 con el propósito de tener una visión completa sobre quiénes son los responsables asociados a la infraestructura física basadas en los módulos indicados en la norma NTC-6079 y de las actividades de gestión de los datos.

Tabla 2.3. Responsables asociados a las actividades de infraestructura y gestión de los datos

Responsables	Actividades	Opción 1					Opción 2					Opción 3					Opción 4					
		C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	C	OR	GC	GD	GP	
Asociados a la infraestructura	Instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la unidad de medición		X				X					X				X						X
	Instalación, administración, operación y mantenimiento de la unidad concentradora*		X						X			X				X						X
	Instalación, administración, operación y mantenimiento de la unidad de gestión y operación*		X						X			X				X						X
	Instalación, administración, operación, mantenimiento de las comunicaciones		X						X			X				X						X
Asociados a la gestión de los datos	Lectura dato del medidor		X						X			X				X						X
	Validación del dato del medidor		X						X			X				X						X
	Transporte del dato ⁺⁺		X						X			X				X						X
	Almacenamiento y protección del dato		X							X		X		X		X						X
	Uso del dato para procesos de facturación ⁺⁺	X					X					X				X						X
	Uso del dato para procesos operativos y de planeación		X					X				X				X						X
	Disponibilidad del dato para un tercero		X							X					X							

+ Ver notas aclaratorias de la tabla 2.1

++ Ver notas aclaratorias de la tabla 2.2

2.5.2 Comparación de las opciones

Esta sección realiza una comparación cualitativa de las diferentes opciones de implementación introducidas en la sección anterior para lo cual este estudio propone una serie de principios y criterios de comparación. Un principio es una proposición sobre la cual se realiza un estudio y un criterio es un aspecto que permite evaluar un principio. En tal sentido, se definen los principios y criterios indicados en la tabla 2.4.

Tabla 2.4. Definición de principios y criterios para efectos de comparación

Principio	Criterio	Definición del criterio
Acceso a los datos	Discriminación	Posibilidad de dar un tratamiento desigual a otros agentes del mercado de manera no justificada y en detrimento de las condiciones de competencia
	Barreras para promover la competencia en la comercialización	Capacidad de eliminar los efectos de información asimétrica entre comercializadores o comercializador-usuario final
Competencia	Insumos para inteligencia de negocio	Capacidad para producir información de utilidad para un mercado minorista
	Incentivos para innovación de nuevos productos	Capacidad para que los comercializadores promuevan nuevos productos para el usuario final
Legal	Esfuerzo regulatorio	Capacidad para implementar la opción medida en la cantidad de resoluciones que deba expedir la Comisión
	Riesgo jurídico	Aspectos legales que dificultan la implementación AMI
Costos	Economía de escala para un agente	Reducción de gastos de implementación de AMI para un agente
	Economía de escala para el sistema	Reducción de gastos de implementación de AMI para el país
Sinergia	Integración con otros sectores (energía y gas)	Posibilidad de utilizar la infraestructura AMI para otros sectores diferentes al eléctrico
Flujo de información	Horizontal	Facilidad para compartir información operativa entre operadores de red
	Vertical	Facilidad para compartir información entre un OR y el operador del sistema

Es posible realizar una valoración de cada una de las opciones con base en los elementos indicados en la tabla anterior. Para este propósito, se propone de manera inicial evaluar los criterios con una escala de “sí”, “no” y “parcialmente”. En tal sentido, una afirmación positiva significa que el criterio “sí” aplica para la opción bajo análisis. Por ejemplo, un “sí” para el criterio discriminatorio de la opción 1 indica que efectivamente esta opción es discriminatoria. Por otro lado, una valoración de “no” corresponde a un caso en donde el criterio no aplica y “parcialmente” es una escala de valoración en donde no es posible establecer de manera contundente un “sí” o un “no”. Igualmente, se utiliza una escala entre alto y bajo para evaluar los criterios asociados al principio legal.

Por otro lado, igualmente para la valoración se emplea una escala de colores pues un “sí” no es un atributo deseado para los distintos criterios. Por ejemplo, un “sí” para el criterio de discriminación no es un aspecto positivo mientras que para el criterio “Insumos para inteligencia de negocio” es un atributo deseado. En tal sentido, un color verde se utilizará sobre los atributos deseados, en rojo sobre los no deseados, y en amarillo los que son neutrales –no hay suficiente evidencia que sea deseado o indeseado-.

Con lo anterior, la tabla 2.5 muestra el resultado de la valoración de los diferentes criterios para las opciones de despliegue AMI, en donde, *la opción de implementación que recomienda la Universidad es la opción 3* debido a que es la que presenta la segunda cantidad de atributos deseados –los de color verde- pero con un menor riesgo jurídico –más detalles del análisis jurídico en el siguiente capítulo- cuando esta es comparada con la opción 2, que es la primera en cantidad de atributos deseados.

Tabla 2.5. Comparación cualitativa de las opciones de implementación

Principio	Criterio	Definición del criterio	Opción 1	Opción 2	Opción 3	Opción 4
Acceso de datos	Discriminación	Posibilidad de dar un tratamiento desigual a otros agentes del mercado de manera unilateral	si	no	no	parcialmente
Competencia	Barreras para promover competencia en la comercialización	Capacidad de eliminar los efectos de información asimétrica entre el comercializador incumbente y el usuario final	no	si	si	parcialmente
	Insumos para inteligencia de negocio	Capacidad para generar información de utilidad para el mercado minorista -mercado de comercialización-	no	si	si	parcialmente
	Incentivos para innovación de nuevos productos	Capacidad para promover nuevos productos para el usuario final	no	si	si	parcialmente
Legal	Esfuerzo regulatorio	Capacidad para implementar la opción medida en la cantidad de resoluciones que deba expedir la Comisión	bajo	alto	medio alto	medio
	Riesgo jurídico	Aspectos legales que dificultan la implementación AMI	bajo	alto	medio alto	medio
Costos	Economía de escala para un agente	Reducción de gastos de implementación de AMI para un agente	si para el OR	si para el GC y el GD	si para el GD y el OR	si para el OR
	Economía de escala para el sistema	Reducción de gastos de implementación de AMI para el país	no	parcialmente	parcialmente	no
Sinergias	Integración con otros sectores (energía y gas)	Posibilidad de utilizar la infraestructura AMI para otros sectores diferentes al sector eléctrico	no	si	parcialmente	no
Flujo de información	Horizontal	Facilidad para compartir información operativa entre ORs	no	si	si	no
	Vertical	Facilidad para compartir información operativa entre un OR y el operador del sistema	no	si	si	parcialmente

CÓDIGO DE COLORES PARA LOS ATRIBUTOS

Deseado	No deseado	Neutral
---------	------------	---------

2.6 Conclusiones del capítulo

Este capítulo analiza las diferentes opciones de implementación de un modelo AMI bajo la perspectiva de un modelo de gestión de datos toda vez que es el uso de la información que se origina como consecuencia del despliegue de esta tecnología la verdadera utilidad de esta opción tecnológica.

Cuatro opciones son analizadas y posteriormente para cada una de ella se evaluó los agentes responsables de la instalación, administración, operación y mantenimiento de los módulos –según la norma NTC-6079- que conforman la arquitectura de un sistema AMI y los responsables de las actividades que definen el modelo de gestión de datos. Una premisa es que el responsable de un módulo no implica necesariamente que sea el responsable de una actividad del modelo de datos.

La evaluación a través de principios y criterios señala que la opción más conveniente para nuestro país es la número tres en donde:

1. El responsable de instalar, administrar, operar y mantener la unidad de medida, unidad concertadora, sistema de gestión y operación, y las comunicaciones para un mercado de comercialización debe ser el operador de red.
2. El responsable de la lectura, validación, y transporte del dato para un mercado de mercado de comercialización debe ser el operador de red.
3. El responsable del almacenamiento y protección de los datos que se originan en un mercado de comercialización y se depositan en una base de datos centralizada para que esté disponible a través de un portal web para efectos de facturación, operativos, y para terceros interesados debe ser un gestor de datos.
4. El responsable para efecto de facturación y liquidación para un usuario debe ser el comercializador.
5. El responsable de proporcionar inteligencia de negocios con los datos que genera los sistemas AMI de varios mercados de comercialización debe ser el gestor de datos. Por inteligencia de negocio se entiende la capacidad de generar insumos para promover la competencia en un mercado minorista –*retail market* en inglés- de tal forma que los usuarios finales tomen decisiones informadas para su beneficio. Asimismo, el gestor de datos debe estar en capacidad de potencializar todas las ventajas que a futuro traerán los nuevos retos que enfrenta el sector eléctrico tales como la movilidad eléctrica, almacenamiento a pequeña escala, y la generación y autogeneración distribuida.

Por último, es preciso señalar que las diferentes opciones no están exentas de algunas limitaciones las cuales deberían ser exploradas en estudios posteriores.

3 PROPIEDAD DE LA INFORMACIÓN, MANEJO Y GOBERNANZA DE LOS DATOS

3.1 Análisis del cambio de los medidores en el marco del despliegue de la infraestructura de medición avanzada –AMI-

3.1.1 Antecedentes

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

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

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

Para el desarrollo de esos mecanismos de gestión, se previó la utilización de medidores bidireccionales, esto es, de contadores “...que acumulen la diferencia entre los pulsos recibidos por sus entradas de cuenta ascendente y cuenta descendente”.

Asimismo, en la mencionada ley se dispuso que el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía, expedirá las políticas en materia de gestión eficiente de la energía y las demás

medidas para el uso eficiente, con sujeción a los principios contenidos en las leyes 142 y 143 de 1994, y delegará a la CREG la adopción de los mecanismos regulatorios que incentiven la respuesta de la demanda orientada a desplazar los consumos en periodos punta, procurar el aplanamiento de la curva de demanda y responder a los requerimientos de confiabilidad.

Mediante el Decreto 2492 de 2014 el Gobierno Nacional, entre otros lineamientos para promover la gestión eficiente de la energía, dispuso que la CREG definirá tarifas horarias y canastas de tarifas, e incluirá en las fórmulas tarifarias mecanismos que permitan que lleguen al usuario final las señales horarias, con el fin de incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación del servicio.

Todo lo anterior, sujeto a que los usuarios cuenten con el equipo de medida necesario para su implementación.

Adicionalmente, mediante el Decreto 348 de 2017, el Gobierno Nacional dispuso que, con el fin de promover la gestión eficiente de la energía, el Ministerio de Minas y Energía debe establecer e implementar los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición, así como la gradualidad con la que se deberán poner en funcionamiento.

Estos últimos aspectos fueron definidos por el Ministerio de Minas y Energía, en la Resolución 40072 de 2018, modificada por la Resolución 40483, con la que se adoptaron mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés), entendida como *“la infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica”, que integra “hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas y redes de comunicaciones, que permiten la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida”*.

Para los efectos relevantes de este análisis, se destacan los siguientes aspectos:

(1) La infraestructura de medición avanzada procura los siguientes objetivos:

- i) Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas.*
- ii) Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos.*

iii) Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución.

iv) Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios.

v) Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.

vi) Promover la eficiencia en los costos de prestación del servicio de energía eléctrica y facilitar que se alcancen niveles de pérdidas eficientes.

(2) La infraestructura de medición avanzada debe permitir estas funcionalidades:

- i) Almacenamiento de datos en el medidor.
- ii) Comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI.
- iii) Ciberseguridad en la comunicación de datos.
- iv) Sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la AMI.
- v) Actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros.
- vi) Proporcionar información al usuario a través de medios de visualización normalizados, como plataformas web, computadores, aplicaciones para telefonía móvil o monitores exclusivos.
- vii) Lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado.
- viii) Soportar la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas.
- ix) Conexión, desconexión y limitación, local o remota, del suministro de energía.
- x) Facilitar la prevención y la detección de fraudes.
- xi) Medición y registro de las transferencias de energía en dos direcciones, esto es, desde y hacia la red eléctrica o de entrada y salida del medidor avanzado.

- xii) Proporcionar medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica; y
 - xiii) Implementación de modo prepago, permitiendo al usuario pagar el servicio de energía por adelantado.
- (3) La CREG determinará, entre otros aspectos, i) los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, considerando la independencia e imparcialidad para el desarrollo de esas actividades, para lo cual puede tener en cuenta en primer lugar al operador de red, y ii) los esquemas de remuneración de los costos eficientes de las inversiones y funcionamiento asociados, para la implementación de la infraestructura de medición avanzada.
- (4) La implementación de AMI debe hacerse de manera gradual, de acuerdo con planes que deben presentar los responsables ante la CREG, considerando que para el año 2030, debe alcanzarse una meta mínima del 75% de los usuarios conectados en un mercado de comercialización.

Lo expuesto hasta aquí permite concluir que la Ley 1715 de 2014 definió políticas y estableció precisos mecanismos de gestión eficiente, entre los cuales se incluye la utilización de medidores con características técnicas que hagan posible gestionar el servicio de energía eléctrica en la forma y oportunidad establecidas por las autoridades que, de acuerdo con el artículo 370 de la Constitución Política, tienen a su cargo la definición de las políticas generales de administración y control de eficiencia de los servicios públicos domiciliarios.

Para la implementación y cumplimiento de los mencionados objetivos, mecanismos y directrices de política puede resultar necesario el cambio de los actuales medidores, razón por la que es indispensable analizar el régimen de derechos y deberes establecidos por la ley en la materia, así como las reglas legales a las que debe sujetarse el cambio de esos equipos, en caso de ser necesario.

3.1.2 Régimen de derechos y deberes en relación con la medición del consumo de energía eléctrica

La Constitución Política, artículo 369, reservó a la ley la determinación de los deberes y derechos de los usuarios, y el régimen de su protección.

En el régimen general de los servicios públicos domiciliarios, adoptado por la Ley 142 de 1994, están establecidos los siguientes derechos y deberes en relación con la medición del consumo y su protección:

- Derechos:

- (1) Medición del consumo con los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles. Asimismo, la medición del consumo es una actividad que hace parte del servicio público domiciliario⁶. Titulares: suscriptor, usuario y prestador del SPD.
- (2) Elegir libremente al proveedor del medidor. Titulares: suscriptor y usuario, en el caso en que las condiciones uniformes definidas por los prestadores en el contrato de prestación del servicio exijan que aquellos adquieran e instalen los instrumentos de medida. En los demás casos, el prestador del SPD.
- (3) De propiedad sobre el medidor. Titular: quien paga el precio del bien.
- (4) Verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo. Titulares: suscriptor, usuario y prestador del SPD.
- (5) Retirar temporalmente los instrumentos de medida para verificar su estado. Titular: prestador del SPD.
- (6) Derecho a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre por el servicio. Titulares: suscriptor y usuario.

- Deberes:

- (1) Instalar el equipo que permita medir adecuadamente el consumo. Sujetos pasivos: suscriptor y usuario, y el prestador del servicio cuando aquellos no lo hacen dentro del término legal.
- (2) Reemplazar el medidor, cuando i) se establezca que el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o ii) el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. Sujetos pasivos: El prestador del servicio, quien puede exigir que lo haga el suscriptor o usuario.
- (3) Asumir los costos de los equipos de medición. Los costos de la medición hacen parte de los costos fijos de clientela, necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del

⁶ Según lo definido en el artículo 14.25 de la Ley 142 de 1994, este servicio es “*el transporte de energía eléctrica desde las redes regionales de transmisión hasta el domicilio del usuario final, incluida su conexión y medición...*” –se destaca-.

suministro. Sujetos pasivos: suscriptor y usuario, sin perjuicio del esquema de remuneración del servicio, que le corresponde adoptar al regulador.

- (4) Aceptar el medidor, siempre que reúna las características técnicas establecidas en las CU. Sujeto pasivo: prestador del SPD.
- (5) Otorgar plazos para amortizar los cargos por el medidor. Es obligatorio otorgar esos plazos a usuarios de estratos 1, 2 y 3. Sujeto pasivo: prestador del SPD.
- (6) Adoptar precauciones eficaces para que no se altere el medidor. Sujetos pasivos: suscriptor, usuario y prestador.
- (7) Deber de cerciorarse de que los medidores funcionen correctamente. Sujeto pasivo: prestador del SPD⁷.

Los anteriores son los derechos y deberes mínimos a los que, de acuerdo con la Ley 142 de 1994, debe sujetarse el cambio del medidor, en caso de requerirse el mismo para el despliegue de la infraestructura AMI.

3.1.3 Reglas sobre la adquisición, instalación y cambio del medidor

3.1.3.1 Deberes de adquirir, instalar, mantener y reparar el medidor

La Ley 142 de 1994 pone en cabeza del prestador del servicio los deberes de adquirir, instalar, mantener, reparar y cambiar los instrumentos necesarios para medir los consumos, según se entiende de las siguientes reglas:

- (i) La medición hace parte del servicio público domiciliario de energía eléctrica, cuya prestación se encuentra a cargo de las empresas y demás prestadores (arts. 14.25 y 15).
- (ii) *“La falta de medición del consumo, por acción u omisión de la empresa, le hará perder el derecho a recibir el precio”* (art. 146).
- (iii) Se entiende que *“es omisión de la empresa la no colocación de medidores en un período superior a seis meses después de la conexión del suscriptor o usuario”* (art. 146).

⁷ Este deber fue precisado por la Corte Constitucional, en la Sentencia T-270 de 2004, entre otras.

- (iv) *“Las empresas tendrán un plazo a partir de la vigencia de la presente Ley para elevar los niveles de macro y micromedición a un 95% del total de los usuarios, para lo cual deberán iniciar un plan, con un porcentaje mínimo de inversión, para la adquisición y financiación de los medidores a los estratos 1, 2,3”.*
- (v) *“Se permitirá a la empresa, inclusive, retirar temporalmente los instrumentos de medida para verificar su estado” (art. 145).*
- (vi) Es deber de las empresas cerciorarse de que los medidores funcionen correctamente, según el criterio definido por la Corte Constitucional, en la sentencia ya citada.

Para el cumplimiento de esos deberes, el artículo 144 de la Ley 142 de 1994 faculta a los prestadores del servicio de energía para exigir, en las condiciones uniformes del contrato, *“que los suscriptores o usuarios adquieran, instalen, mantengan y reparen los instrumentos necesarios para medir sus consumos”.*

En el caso en el que la empresa prestadora del servicio exija al usuario la adquisición e instalación del medidor, este último tiene los derechos de i) elegir libremente al proveedor de los bienes y los servicios requeridos para la instalación; y ii) propiedad sobre los instrumentos necesarios para la medición.

De acuerdo con esas reglas se concluye que sobre el usuario recaen los deberes de adquirir e instalar el medidor únicamente cuando así lo exige la empresa a través de las condiciones uniformes del contrato de prestación del servicio. Si el usuario incumple esa exigencia del prestador, el deber de adquirir e instalar el medidor sigue estando en cabeza de este último, salvo que decida suspender o cortar el servicio, como se autoriza en los artículos 144 y 146 de la Ley 142.

Ahora bien, en la Resolución 40072 de 2018, modificada por la Resolución 40483 de 2019 el Ministerio de Minas y Energía estableció que la CREG determinará los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, entre la que se incluye **los medidores avanzados**, con sujeción a estos criterios:

- (i) Se puede considerar como responsable de esas actividades, en primer lugar, al Operador de Red; y
- (ii) Es posible asignar esa responsabilidad a un agente distinto, a partir de análisis técnico-económicos.

Como se observa, en las mencionadas resoluciones, el Ministerio de Minas y Energía inicialmente decidió, como un lineamiento de política energética, que el OR será el responsable de la instalación,

administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, como lo estableció en el artículo 7° de la Resolución 40072 de 2018.

Posteriormente, mediante el artículo 3° la Resolución 40883 de 2019, dejó la determinación de los responsables de esas actividades a la CREG, sujeta a que esa responsabilidad se considere en primer lugar en cabeza del OR y que la designación de un agente diferente se sustente en análisis técnico-económicos.

3.1.3.2 Deber de cambiar los medidores instalados

El cumplimiento de los objetivos legales y lineamientos de política energética, y la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, previstos en la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2492 de 2014 y las Resoluciones MME 40072 de 2018 y 40483 de 2019, comprende la instalación de medidores avanzados de energía eléctrica, lo que en la práctica implica el reemplazo de los medidores instalados.

De acuerdo con lo establecido en la Ley 142 de 1994, la empresa también tiene la facultad de exigir que el usuario reemplace el medidor, cuando:

- (i) el funcionamiento no permite determinar en forma adecuada los consumos, o
- (ii) el desarrollo tecnológico pone a disposición instrumentos de medida más precisos.

Si pasado un periodo de facturación, el usuario o suscriptor no ha tomado las acciones necesarias para reparar o reemplazar los medidores, la empresa podrá hacerlo por cuenta de aquellos (art. 144).

De acuerdo con el régimen de la medición del consumo, establecido en la ley bajo análisis, resulta claro que la persona que paga el precio del medidor, bien sea el suscriptor, el usuario o el prestador del servicio público domiciliario, tiene derecho a mantener la propiedad y, por tanto, a que ese equipo se utilice para medir el consumo, si reúne las características técnicas definidas por el prestador del servicio, salvo que se establezca que no permite determinar adecuadamente los consumos o que las nuevas tecnologías desarrolladas permiten una medición más precisa.

En principio, se observa que esas dos situaciones en las que la ley autoriza la exigencia del reemplazo de los medidores están relacionadas con el estado de los instrumentos y las características técnicas y, por tanto, que, si el medidor permite medir con un grado de precisión aceptable de acuerdo con el esquema de prestación del servicio, en ejercicio del derecho de propiedad, el mismo debería seguir utilizándose en la medición del consumo.

Sin embargo, lo relativo a la determinación adecuada de los consumos y la precisión del medidor merecen consideraciones adicionales, toda vez que, de acuerdo con el régimen de las Leyes 142 de 1994 y 1715 de 2014, además de la determinación de la cantidad de energía consumida, la medición del consumo debe servir a los fines superiores de la prestación eficiente del servicio, comoquiera que:

- (i) La medición hace parte de la prestación del servicio; no se trata de una actividad cuya gestión esté reservada al usuario.

Desde luego que la determinación del consumo hace parte del servicio, sin embargo, su prestación no se agota en el suministro y la determinación de la energía consumida, toda vez que no se trata simplemente de la venta de energía al consumidor, sino de la realización de las distintas actividades y los fines superiores perseguidos con ese servicio público domiciliario.

Siendo así, el medidor debe ser apto para los fines del servicio, teniendo en cuenta el esquema bajo el cual se debe organizar la prestación, de acuerdo con la Constitución y la ley. Para el caso bajo análisis, además de la determinación del consumo en los términos de la Ley 142 de 1994, los medidores de energía eléctrica deben servir a los fines de la prestación eficiente del servicio exigidos en los artículos 365 y 370 constitucionales, en especial, a los de la gestión eficiente de la energía, a través de los distintos mecanismos definidos en la Ley 1715 de 2014.

De admitirse lo contrario, en el sentido de que el usuario o el prestador del servicio tienen el derecho de instalar cualquier medidor que permita medir individualmente el consumo, sin otras consideraciones, como las concernientes a la infraestructura de medición avanzada con las funcionalidades definidas por el Gobierno Nacional, podría llegar a sostenerse el absurdo en el sentido de que la organización del servicio público y los esquemas de prestación deben limitarse al tipo de medidor que libremente decida instalar el usuario o el prestador.

- (ii) El consumo es el elemento principal del precio que se cobra al suscriptor o usuario por el servicio prestado. Sin embargo, el consumo de energía eléctrica por parte del usuario no es el único fin al que sirve la medición del consumo, así como tampoco es el único elemento de la prestación del servicio.
- (iii) La medición de la energía eléctrica, si bien en la Ley 142 de 1994 está erigida como un derecho y deber que atañen principalmente al suscriptor, usuario y el prestador del SPD, a partir de los objetivos y políticas definidos en la Ley 1715 de 2014, sirve a fines superiores,

que trascienden el ámbito de los derechos particulares y que tienen que ver con el control de eficiencia; la gestión eficiente de la energía, el aprovechamiento y la explotación racional de los recursos naturales, a los que la Constitución Política sujeta los servicios públicos domiciliarios (arts. 80, 334, 365 y 370); y con la confiabilidad del servicio en el Sistema Interconectado Nacional, como está previsto en la Ley 143 de 1994 (art. 23) y en el Sistema Energético Colombiano, en general, como se establece en la Ley 1715 de 2014 (arts. 1° a 5°), entre otros.

Así, se destaca, cómo, de conformidad con la Ley 1715 de 2014 y las políticas energéticas definidas por el Gobierno, la infraestructura de medición avanzada es un mecanismo para la gestión eficiente de la energía eléctrica, orientado, entre otros fines, al fomento de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente renovables, cuyas promoción, estímulo e incentivo al desarrollo se declaró *“como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables”*.

En línea con lo anterior, es dable entender que el funcionamiento de los medidores actualmente instalados, en buen estado y que reúnan las características técnicas definidas en las condiciones uniformes del contrato, permiten medir adecuadamente el consumo bajo el régimen de prestación del servicio en el que se asume que la demanda es inelástica y que por tanto el usuario es pasivo frente a la oferta de múltiples fuentes de energía, la variación de los precios del mercado y, en general, frente a la gestión eficiente de la energía. Características estas que, en términos generales, definen al esquema actual de prestación del servicio de energía eléctrica.

Empero, esos mismos medidores no garantizan el funcionamiento adecuado que se requiere para medir el consumo en un régimen de prestación del servicio en el que se involucra activamente al usuario en la i) producción de la energía eléctrica destinada principalmente a abastecer sus necesidades; ii) entrega de excedentes a la red, con el derecho a negociar o monetizar los créditos de energía; iii) respuesta de la demanda, mediante cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor en respuesta a señales de precios horarios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos; y iv) en general, en la gestión eficiente de la energía.

Para ese nuevo esquema de prestación del servicio se requiere de un medidor avanzado de energía eléctrica, definido como el *“...dispositivo que mide y registra datos de uso de energía eléctrica de los usuarios, en intervalos máximos de una hora, con capacidad de almacenar y transmitir dichos datos, por lo menos, con frecuencia diaria. La información registrada se podrá utilizar, entre otros fines,*

para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema y la gestión de pérdidas”, como se exige en la Resolución MME 40072 de 2018.

Iguals razones deben considerarse en relación con el deber de cambiar los medidores por el hecho de que el desarrollo tecnológico pone a disposición instrumentos de medida más precisos, toda vez que, como se viene señalando, la precisión no tiene que ver solamente con la medida de la energía como un bien, sino principalmente, con la medición acorde con el esquema de prestación bajo el que se organiza el servicio.

Y no quedan dudas, en el sentido de que, el cumplimiento y eficacia de los objetivos y fines definidos en la Ley 1715 de 2014 y las directrices de política energética definidas por el Gobierno, exigen la reorganización del esquema de prestación del servicio de energía eléctrica, de tal forma que el usuario pueda asumir la gestión eficiente de la energía eléctrica, a través de los mecanismos previstos en esa normativa, para lo cual es necesario que los medidores funcionen adecuadamente y con la precisión tecnológica requerida en el nuevo esquema de prestación del servicio.

Basta recordar que, de acuerdo con las directrices de política energética definidas por el Gobierno, el nuevo esquema de prestación del servicio debe soportarse en una infraestructura de medición avanzada, en la que el funcionamiento y la precisión del medidor deben permitir el almacenamiento de datos; la comunicación en dos direcciones con el usuario y los elementos de la AMI; la sincronización automática y remota de tiempos entre el medidor avanzado y la AMI; la actualización y configuración local y remota del medidor avanzado referente al software, intervalos de lectura, tarifas, entre otros; la lectura local y remota de las variables y eventos generados por el medidor avanzado; la implementación de esquemas de opciones de tarifas horarias y/o canastas de tarifas; la conexión, desconexión y limitación, local o remota, del suministro de energía; la prevención y la detección de fraudes; medir y las transferencias de energía en dos direcciones; medidas sobre la duración de las indisponibilidades en el servicio de energía eléctrica; y pre-pagar el servicio de energía.

Siendo así, es dable concluir que las directrices de política establecidas por el Gobierno Nacional exigen la reorganización de la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica a partir de la utilización de instrumentos de medida más precisos, como los que actualmente el desarrollo tecnológico ha puesto a disposición para la medición avanzada (AMI).

De donde resulta que los medidores actualmente instalados que no cumplan con los requerimientos establecidos en esas directrices, porque no permiten la medición avanzada, en las condiciones de funcionalidad y precisión requeridas para el nuevo esquema de prestación del servicio, deberán ser reemplazados, de conformidad con lo establecido en el artículo 144 de la Ley 142 de 1994.

Ahora bien, teniendo en cuenta las consideraciones que acaban de exponerse en el sentido de que, conforme con los fines, objetivos y directrices de política energética a las que se sujeta, resulta posible que se limite la facultad de las empresas de exigir a los usuarios que adquieran e instalen los medidores avanzados de energía eléctrica y se determine que sea el prestador del servicio el directo responsable de adquirir e instalar el medidor, como pasa a exponerse.

Como ya se dejó establecido, sobre las empresas recae el deber de adquirir e instalar los medidores, y si bien tienen la facultad de exigir al usuario ese deber, este puede decidir no cumplir con esa exigencia, caso en el que la empresa podría suspender el servicio o terminar el contrato, o instalar el medidor por cuenta del usuario.

Cualquiera de estas dos situaciones podría afectar sustancialmente el cumplimiento de los objetivos y fines previstos en la Ley 1715 de 2014, y de los lineamientos de política energética y metas adoptados por el Gobierno Nacional, dado que la suspensión del servicio y la terminación del contrato, no solamente podrían resultar contrapuestos a los mencionados fines y objetivos, sino que podrían crear rechazo generalizado por parte de los usuarios y conducir a alteraciones del orden público.

Cabe poner de presente que en casos como el ocurrido en Chile, donde se impuso el cambio de los medidores por cuenta del usuario, esa medida originó el rechazo generalizado por parte de los usuarios, con masivas protestas sociales que llevaron finalmente al replanteamiento de la implementación de la infraestructura avanzada.

Por otra parte, como se viene poniendo de presente, de acuerdo con los objetivos y funcionalidades definidos por el Gobierno, se entiende fácilmente que la infraestructura de medición avanzada es de uso compartido, de cuya utilización se beneficiarán no solamente el usuario, sino los distintos agentes que podrán tener acceso a la infraestructura y la información recolectada y tratada en las bases de datos.

La destinación de esa infraestructura a fines que van más allá de los intereses particulares del usuario y que tienen que ver, principalmente, con los fines generales del servicio público, permiten concluir que no debe ser el usuario el responsable de la adquisición e instalación del medidor avanzado de energía. De ponerse esa responsabilidad exclusivamente en cabeza del usuario, ello podría generar restricciones en la implementación de la AMI y en el acceso compartido a la infraestructura de medición de propiedad privada del usuario.

En efecto, legalmente pueden argumentarse importantes diferencias en el uso y acceso de los bienes destinados a la prestación del servicio público y los bienes de uso particular del usuario. Aunque sobre ambos tipos de bienes se reconoce la propiedad privada, sobre los primeros recaen

los deberes de libertad de acceso y uso compartido, en los términos previstos en las Leyes 142 y 143 de 1994, deber que no está previsto expresamente sobre los bienes de uso particular del usuario.

Finalmente, la restricción de la facultad de las empresas de exigir que el usuario adquiera e instale el medidor para la medición avanzada resulta necesaria, toda vez que i) permite superar las dificultades a las que se enfrentaría el despliegue de la infraestructura de medición avanzada, relacionadas con el esfuerzo financiero que implicaría para los usuarios el cambio del medidor y ii) facilita el cumplimiento de las metas y garantizaría de una mejor forma el logro de los fines, objetivos y directrices de política que tienen que ver con la gestión eficiente de la energía eléctrica.

Aunado a lo anterior, la responsabilidad por la adquisición e instalación de los medidores avanzados de energía en cabeza del prestador del servicio se adecúa mejor con el acceso y uso compartido de la infraestructura de medición avanzada y de la información recolectada en las bases de datos.

3.1.3.3 Protección de la propiedad sobre los medidores y derechos inherentes a la medición avanzada

La Constitución Política protege la propiedad de los medidores en cabeza de quien los hubiere adquirido. Ese principio resulta relevante para el despliegue de la infraestructura de medición avanzada, en cuanto permite que los medidores sean de propiedad del prestador del servicio público domiciliario, del suscriptor o usuario, dependiendo de quien haya pagado el derecho de propiedad sobre ese bien.

De conformidad con el artículo 135 de la Ley 142 de 1994, la propiedad sobre los elementos y equipos que integran la acometida externa será de quien los hubiere pagado, si no fueren inmuebles por adhesión. Según lo dispuesto en esa norma, se entiende que los inmuebles por adhesión, necesarios para la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica, son de propiedad del dueño del inmueble al que se encuentran incorporados permanentemente aquellos. De conformidad con ese criterio, si se concluyera que los medidores son inmuebles por adhesión, necesariamente su propiedad se radicaría en cabeza del propietario del inmueble.

Sin embargo, ello no ocurre así con los medidores, toda vez que, de conformidad con lo definido en el artículo 14 de la Ley 142 de 1994, esos bienes no hacen parte de la acometida y, al tenor de lo definido en el artículo 656 del Código Civil⁸, tampoco son inmuebles por adhesión, dado que no se trata de bienes que se incorporen de manera permanente al inmueble en el que se presta el servicio.

⁸ **“Artículo 656.** *Inmuebles o fincas o bienes raíces son las cosas que no pueden transportarse de un lugar a otro; como las tierras y minas, y las que adhieren permanentemente a ellas, como los edificios, los árboles. // Las casas y veredas se llaman predios o fundos”* –se destaca–.

Por el contrario, son bienes que pueden ser retirados, temporal o definitivamente, en los casos previstos en la ley.

Por otra parte, cabe precisar que el artículo 58 de la Constitución Política garantiza la propiedad y demás derechos adquiridos de acuerdo con la ley civil. Según el régimen de la propiedad organizado en el Código Civil, ese derecho se adquiere por el título y el modo, entendiendo por tales, el acuerdo de voluntades que crea la obligación de transferir el dominio (título), por ejemplo, el contrato de compraventa⁹, de donación o cualquier otro que cree la obligación de transferir el derecho; y el hecho idóneo para transferir el dominio (modo), como la tradición¹⁰.

De conformidad con la ley civil, el pago del precio en la compraventa, si bien remunera la cosa vendida, es el cumplimiento de la obligación principal que contrae el comprador, y no constituye título ni modo de adquirir el derecho¹¹. Sin embargo, el pago del precio del comprador sí permite tener por establecido que quien lo pagó adquirió el derecho de propiedad, toda vez que el pago aunado al hecho de tener el bien en su poder, permite concluir que quien pagó lo compró y que el vendedor le transfirió el dominio.

No ocurre lo mismo cuando la remuneración se paga por el uso del bien, como sucede, por ejemplo, con la remuneración de los denominados activos de uso de las redes de energía eléctrica, caso en el que el precio que paga el usuario corresponde a la remuneración del servicio prestado con el activo y no a la adquisición de la propiedad.

Ahora bien, el cambio de los medidores actualmente instalados puede afectar el derecho de propiedad que sobre los mismos tengan los suscriptores, usuarios o prestadores, bien sea que se adopte un esquema en el que estos continúen siendo los propietarios o que, como medida para facilitar y garantizar el efectivo cumplimiento de las metas establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, se disponga que la propiedad de los medidores sea del prestador del servicio.

⁹ “La compraventa es un contrato en que una de las partes se obliga a dar una cosa y la otra a pagarla en dinero. Aquella se dice vender y ésta comprar. El dinero que el comprador da por la cosa vendida se llama precio” (C.C., art. 1849).

¹⁰ “La tradición es un modo de adquirir el dominio de las cosas, y consiste en la entrega que el dueño hace de ellas a otro, habiendo por una parte la facultad e intención de transferir el dominio, y por otra la capacidad e intención de adquirirlo” (C.C., art. 740).

¹¹ Según el Código Civil, “...Las obligaciones se extinguen además en todo o en parte: 1° Por la solución o pago efectivo” (art. 1625) y “El pago efectivo es la prestación de lo que se debe” (art. 1626).

Una consideración especial la amerita el hecho de que la adquisición del medidor le impone un esfuerzo económico importante al suscriptor o usuario y que ello podría dificultar el logro de los fines y objetivos definidos en la Ley 1715 de 2014 y de las metas establecidas en la Resolución MME 40072 de 2018.

Aunado a lo anterior, debe considerarse que, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 1715 de 2014, las directrices de política energética definidas por el Gobierno, y los objetivos y funcionalidades a los que se sujeta, la infraestructura de medición avanzada, de la que hace parte el nuevo medidor, no está destinada exclusivamente a un usuario, sino que el uso de la misma está destinado a múltiples usuarios y agentes, comoquiera que debe servir, entre otros fines, para la gestión comercial; la planeación y operación del sistema; la gestión de pérdidas; facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifa; permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos; mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución; dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica; y generar nuevos modelos de negocio y servicios.

Lo anterior pone de presente que en el nuevo esquema los medidores para la medición avanzada de energía eléctrica hacen parte de una infraestructura cuyo uso es compartido por los usuarios, los prestadores y otros agentes, y no estrictamente de los bienes de la conexión, como se la considera en el esquema actual¹².

De donde, atendiendo a los fines, objetivos y directrices de política energética que se vienen analizando, puede resultar inequitativo que el precio del medidor de la infraestructura de medición avanzada se cobre únicamente al usuario del servicio público domiciliario de energía eléctrica, si se tiene en cuenta que el uso de esa infraestructura no estará destinado exclusivamente a un usuario determinado, como ocurre en el esquema actual de prestación del servicio.

Es que teniendo la infraestructura de medición avanzada fines que benefician principalmente al sistema interconectado nacional y los agentes que utilicen la información de los usuarios y de la prestación del servicio que se capture a través de los nuevos medidores, tales como la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos; el mejoramiento la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución; la dinamización de la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y la generación de nuevos modelos de negocio y servicios, resultaría más equitativo

¹² De acuerdo con lo establecido en la Resolución 225 de 1997, el suministro del medidor hace parte del servicio de conexión y, por tanto, su remuneración no se incluye en la correspondiente a los activos de uso.

que se establezca la remuneración del uso de esos activos en función de la utilización y los beneficios, teniendo en cuenta los fines generales del servicio.

En consecuencia, con la finalidad de garantizar la eficacia de los fines superiores a los que se orienta la infraestructura de medición avanzada y el cumplimiento de los objetivos legales a los que sirven las metas definidas por el Gobierno para el despliegue de esa infraestructura, bien podrían tratarse los nuevos medidores como activos de uso compartido, y definir lo atinente a su remuneración teniendo en cuenta el uso y los beneficios que de los mismos se obtenga por parte de los usuarios del servicio de energía eléctrica y los distintos agentes que tendrán acceso a la información y demás funcionalidades que prestará esa infraestructura.

Dado que en ese caso se trataría de una infraestructura de uso compartido, cuya gestión y acceso son necesarios para la prestación del servicio, la instalación de los medidores de la infraestructura de medición avanzada podría hacerse por parte de los agentes a los que se asigne esa responsabilidad, quienes mantendrían la propiedad de esos bienes. Lo relativo a la remuneración debería decidirse considerando los beneficios que se podrían obtener por el hecho de tener acceso y utilizar la infraestructura y la información, con las funcionalidades a las que, según lo definido en la Resolución 40072 de 2018, debe servir esa infraestructura.

Finalmente, para la protección del derecho de propiedad sobre los medidores actualmente instalados y el derecho a la medición del consumo, es necesario tener en cuenta los siguientes aspectos:

- (i) La Resolución MME 40072 de 2018 establece que la implementación de la AMI debe hacerse gradualmente, y para ello define una meta mínima, consistente en que por lo menos el 75% de los usuarios de un mercado de comercialización debe tener disponible la medición avanzada en 2030.

Siendo así, deberá establecerse reglas para la transición, de tal manera que en los planes que presenten los agentes con ese objeto, se considere el estado de funcionamiento, la precisión asociada a la tecnología y la edad de los medidores actualmente instalados, de tal manera que se permita la mayor utilización posible de los medidores que tengan el menor tiempo de instalación, el mejor estado de funcionamiento y que sean de tecnología con mayor precisión.

- (ii) El medidor de propiedad del usuario solamente podrá desinstalarse en el momento en que se vaya a instalar el equipo de medición avanzada.
- (iii) Debe entregarse al usuario el medidor que se desinstale.

- (iv) Debe suscribirse el acta o constancia de la instalación del nuevo medidor y de la entrega del medidor desinstalado, por parte del instalador y el usuario.

3.1.3.4 Características técnicas del medidor

En lo que tiene que ver con las características técnicas del medidor deben tenerse en cuenta las siguientes reglas:

- (i) Las características técnicas no pueden restringir la libre competencia entre proveedores de los medidores ni ocasionar perjuicios a terceros. Para el caso concreto, esas características deben ser las estrictamente necesarias para cumplir los objetivos y las exigencias de funcionalidad, definidas en la Resolución MME 40072 de 2018 para la infraestructura de medición avanzada.
- (ii) La CREG puede establecer los términos a los que deben sujetarse los instrumentos tecnológicos apropiados para la infraestructura de medición avanzada, con sujeción a las directrices de política energética establecidas por el Gobierno Nacional y el Ministerio de Minas y Energía (L. 142/94, art. 9°).
- (iii) Asimismo, la CREG tiene la facultad de definir en qué eventos es necesario que la instalación y operación de los medidores se someta a normas técnicas oficiales, para promover la competencia o evitar perjuicios a terceros, y pedirle al Ministerio de Minas y Energía que las elabore, cuando encuentre que son necesarias (L. 142/94, art. 73).
- (iv) Las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica pueden establecer en las condiciones uniformes del contrato las características técnicas de los medidores, y del mantenimiento que deba dárseles, con sujeción a las normas establecidas por la CREG y el MME (L. 142/94, art. 144).
- (v) Las empresas prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica deben aceptar los medidores que reúnan las características técnicas exigidas en las normas establecidas por la CREG y el MME (L. 142/94, art. 144).

3.2 Aspectos jurídicos relevantes de la propiedad y protección de los datos

3.2.1 El ordenamiento actual no reconoce derecho de propiedad sobre los datos personales, aunque sí la titularidad sobre los mismos

El dominio o propiedad, como se define en el ordenamiento, es un derecho real, esto es que recae sobre una cosa corporal, consistente en la facultad de usar, gozar y disponer libremente de ella, sin que sea contrario a derecho (C.C. art. 669). Se trata, por excelencia, de un derecho de carácter

patrimonial, absoluto, enajenable y prescriptible, sin más limitaciones que las relativas a las funciones social y ecológica, como está previsto en los artículos 58 constitucional y el Código Civil.

En adición, existen la propiedad intelectual y la propiedad industrial, entendidas, la primera, como las creaciones del intelecto, la cual comprende la autoría de la obra, de carácter extrapatrimonial, y los derechos de explotación económica; y, la segunda, como los derechos relativos a la industria, entre ellos las patentes, marcas, diseños, lemas, *know how*, etc. Si bien, en estricto sentido, esos derechos recaen sobre cosas inmateriales, gozan del mismo carácter de la propiedad civil, salvo la autoría de la obra, que es extrapatrimonial e inalienable.

Stricto sensus, los datos personales no son creación del intelecto de una persona, sino que se trata información sobre atributos, características o situaciones referidas o vinculadas a las personas, en cualquiera de los aspectos relativos a su nombre, personalidad, identidad, intimidad, usos, estado de sus negocios particulares, etc.

Esos datos se caracterizan porque son referidos o vinculados a la persona. En eso se asemejan a la autoría de la obra que se reconoce en la propiedad intelectual, caso en el que siempre se mantiene se cabeza del autor.

En el mismo sentido, la Constitución Política, y las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012, mantienen la titularidad de los datos personales en cabeza del titular, esto es, de la persona a la que se refiere o con la que se vincula la información, a quien se reconoce el derecho fundamental de habeas data. En ese sentido, se trataría de bienes inalienables e imprescriptibles.

Sin perjuicio, de lo anterior, en cuanto se trate de datos que trasciendan el carácter íntimo de las personas, pueden interesar no sólo a su titular sino al grupo de prestadores del servicio, al sector eléctrico y a la sociedad en general. Y en este caso, resulta claro que el uso de esos datos puede reportar beneficios económicos.

Una de las principales razones por las cuales no se reconoce el derecho de propiedad sobre los datos personal, consiste en que, aunque pudieran considerarse como bienes intangibles, no se cuenta con sistemas o metodologías para valorar económicamente esos datos como bienes.

Sin embargo, ello no impide que el titular pueda percibir algún tipo de beneficio económico derivado de la utilización de los datos, como pudiera ser, por ejemplo, el uso de la medición avanzada de propiedad de los prestadores del servicio, como compensación por el acceso y utilización de los datos personales para los fines superiores del servicio a los que se orienta la AMI.

3.2.2 Aspectos relacionados con la naturaleza, manejo y utilización de los datos en la AMI

De conformidad con la Ley 1266 de 2008, cualquier pieza de información vinculada a una o varias personas determinadas o determinables o que pueda asociarse con una persona natural o jurídica, es un dato personal. Por el contrario, la información no vinculada o que no pueda asociarse a una persona determinada o determinable es un dato impersonal, no sujeto al régimen de protección dispuesto para los datos personales (art. 3°).

Los datos personales pueden ser privados, semiprivados o públicos. Es privado el dato personal que por su naturaleza íntima o reservada sólo es relevante para el titular. Semiprivado, el dato personal que no tiene naturaleza íntima, reservada, ni pública y cuyo conocimiento o divulgación puede interesar no sólo a su titular sino a cierto sector o grupo de personas o a la sociedad en general, como el correspondiente al uso de los servicios públicos domiciliarios. Y público, el dato personal calificado como tal por la ley y todos aquellos que no sean semiprivados o privados, por ejemplo, el relativo al estado civil (art. 3°).

De acuerdo con lo establecido en la Resolución MME 40072 de 2018, a través de la infraestructura de medición avanzada se recolectarán, tratarán y circularán los *“datos de uso de energía eléctrica de los usuarios”*, en intervalos máximos de una hora. Como se deduce de esa expresión general, en esos datos se entienden comprendidos, entre otros, los correspondientes al usuario, la cantidad de energía consumida o entregada a la red, horarios y cualquier otro dato relacionado con la energía, el uso y el usuario, que se pueda registrar y que sea relevante para los objetivos y funcionalidades atribuidos por el ordenamiento a la AMI.

Según las referidas definiciones de la Ley 1266 de 2008, se entiende que los datos de uso de energía eléctrica que se recolectarán, tratarán y circularán tendrán el carácter de datos personales en cuanto estén vinculados o puedan asociarse con una persona, el usuario o consumidor. Y en tanto no se refieren a la naturaleza íntima o reservada del titular, sino que su conocimiento o divulgación puede interesar no sólo a su titular sino al grupo de prestadores del servicio, al sector eléctrico y a la sociedad en general, serán datos personales semiprivados.

En efecto, en tanto la información registrada sobre el uso de energía del usuario se podrá utilizar, entre otros fines, para la gestión comercial, la planeación y operación del sistema y, en general, para la gestión eficiente de la energía eléctrica, se trata de datos que no tienen naturaleza íntima, reservada, ni pública, cuyo conocimiento o divulgación interesa no sólo a su titular sino a los prestadores del servicio, a los proveedores de bienes para generar energía con fuentes no convencionales renovables y al sistema energético nacional, razón por la que se trata de datos semiprivados, de acuerdo con la definición que de estos se adoptó en la citada ley.

De acuerdo con los criterios, objetivos, funcionalidades y requerimientos definidos por el Gobierno, se concluye que los datos que se recolectarán, tratarán y circularán en la AMI reúnen las características para ser administrados como un banco de datos de servicios, regulado por la Ley 1266 de 2008.

Cabe poner de presente que en la Ley 1581 de 2012 quedó previsto que *“el régimen de protección de datos personales que se establece en la presente ley no será de aplicación: ... e) A las bases de datos y archivos regulados por la Ley 1266 de 2008”*, sin perjuicio de los principios sobre protección de datos, que *“serán aplicables a todas las bases de datos”* (art. 2°).

Las anteriores razones permiten entender que el funcionamiento de la infraestructura AMI, en lo que tiene que ver con la interoperabilidad entre agentes y la protección de los datos personales semiprivados, se sujeta a la regulación establecida en la Ley 1266 de 2008 y a los principios generales de la Ley 1581 de 2012, sobre el habeas data y el manejo de la información contenida en bancos de datos de servicios.

De acuerdo con las disposiciones de esa ley, resulta claro que sobre los datos de uso de energía eléctrica de los usuarios no se reconoce el derecho de propiedad, sino el derecho fundamental de habeas de data, en virtud del cual los usuarios del servicio de energía eléctrica pueden conocer, actualizar y rectificar las informaciones que se hayan recogido sobre ellas en la infraestructura de medición avanzada, y a que en la recolección, tratamiento y circulación de esos datos se respete la libertad y demás garantías consagradas en la Constitución.

En ese régimen legal está previsto que el titular de la información es la persona, natural o jurídica, a quien se refiere la información que reposa en el banco de datos y que por tanto es el sujeto activo del derecho de hábeas data y demás derechos y garantías constitucionales.

Se trata, entonces, de información cuya titularidad no es susceptible de enajenación. La utilización de esos datos requiere de autorización legal o del usuario y se limita exclusivamente a los fines para los que fue suministrada. Asimismo, el acceso a y uso de esa información por parte de los usuarios de los datos puede estar sujeta al pago de cargos o contraprestaciones para remunerar las inversiones y los gastos de AOM de la AMI.

La fuente de información *“es la persona, entidad u organización que recibe o conoce datos personales de los titulares de la información, en virtud de una relación comercial o de servicio o de cualquier otra índole y que, en razón de autorización legal o del titular, suministra esos datos a un operador de información, el que a su vez los entregará al usuario final. Si la fuente entrega la información directamente a los usuarios y no, a través de un operador, aquella tendrá la doble condición de fuente y operador y asumirá los deberes y responsabilidades de ambos. La fuente de la*

información responde por la calidad de los datos suministrados al operador la cual, en cuanto tiene acceso y suministra información personal de terceros, se sujeta al cumplimiento de los deberes y responsabilidades previstas para garantizar la protección de los derechos del titular de los datos”.

Se denomina operador de información a la persona, entidad u organización “*que recibe de la fuente datos personales sobre varios titulares de la información, los administra y los pone en conocimiento de los usuarios bajo los parámetros de la presente ley. Por tanto el operador, en cuanto tiene acceso a información personal de terceros, se sujeta al cumplimiento de los deberes y responsabilidades previstos para garantizar la protección de los derechos del titular de los datos. Salvo que el operador sea la misma fuente de la información, este no tiene relación comercial o de servicio con el titular y por ende no es responsable por la calidad de los datos que le sean suministrados por la fuente”.*

Por su parte, el usuario de la información es “*la persona natural o jurídica que, en los términos y circunstancias previstos en la presente ley, puede acceder a información personal de uno o varios titulares de la información suministrada por el operador o por la fuente, o directamente por el titular de la información. El usuario, en cuanto tiene acceso a información personal de terceros, se sujeta al cumplimiento de los deberes y responsabilidades previstos para garantizar la protección de los derechos del titular de los datos. En el caso en que el usuario a su vez entregue la información directamente a un operador, aquella tendrá la doble condición de usuario y fuente, y asumirá los deberes y responsabilidades de ambos”.*

La normativa bajo análisis define los principios a los que debe sujetarse la administración de los datos almacenados en bancos de datos de servicios; las personas, autoridades, los fines y la forma como puede ser entregada la información; los derechos de los titulares y los deberes de las fuentes, operadores y usuarios de la información, así como la protección de los datos.

Como se dispone en la Ley 1266 de 2008, la recolección, tratamiento y circulación de los datos personales que se almacenen en un banco de servicios, se sujeta a los principios de veracidad o calidad de los registros o datos; finalidad; circulación restringida por la naturaleza de los datos, la temporalidad de la información y la finalidad del banco de datos; temporalidad de la información, definida por la vigencia de la finalidad del banco de datos; seguridad y confidencialidad, en los términos como se define en el artículo 4° cada uno de esos principios.

En cuanto a la circulación de la información, la ley bajo análisis prevé que la información personal recolectada o suministrada que haga parte del banco de datos, podrá ser entregada de manera verbal, escrita, o puesta a disposición de i) los titulares, las personas autorizadas por estos y a sus causahabientes; ii) los usuarios de la información; iii) cualquier autoridad judicial, previa orden judicial; iv) las entidades públicas del poder ejecutivo, cuando el conocimiento de dicha información corresponda directamente al cumplimiento de alguna de sus funciones; v) los órganos de control y

demás dependencias de investigación disciplinaria, fiscal, o administrativa, cuando la información sea necesaria para el desarrollo de una investigación en curso; vi) otros operadores de datos, cuando se cuente con autorización del titular, o cuando sin ser necesaria la autorización del titular el banco de datos de destino tenga la misma finalidad o una finalidad que comprenda la que tiene el operador que entrega los datos y vii) a otras personas autorizadas por la ley (art. 5°).

De acuerdo con las disposiciones de la Ley 1266 de 2008, es dable concluir que, en esencia, los aspectos relevantes de la recolección, tratamiento y circulación de la información que hace parte de un banco de datos de servicios, tienen que ver con:

- i) La definición de la información que puede ser recolectada, tratada y utilizada en el banco de datos de servicios.
- ii) La definición de la finalidad a la que se sujeta la utilización de los datos personales.
- iii) La administración de datos semiprivados y privados requiere el consentimiento previo y expreso del titular. Se trata de un consentimiento informado, en la medida en el titular debe tener la posibilidad de conocer previamente los datos personales que serán administrados y la finalidad para la que pueden ser utilizados.
- iv) La definición de los titulares, fuente, operador y usuarios de la información.

Ahora bien, atendiendo a los distintos objetivos y fines previstos para la AMI, es dable que para algunos usuarios de la información los datos de uso de energía circulen de manera impersonal, esto es, sin que se permita vincularlos o asociarlos al (los) usuario(s) del servicio. En esa hipótesis, como está previsto en el artículo 3° de la Ley 1266 de 2008, se trataría de datos impersonales, cuya circulación y tratamiento no se sujeta a la protección dispuesta en esa normativa. Esto último, sin perjuicio de la integridad y seguridad que deben garantizarse, al margen de que el dato sea personal o impersonal.

Asimismo, en caso de duda sobre la posibilidad de que el dato se pueda o no vincular o asociar con el usuario o consumidor del servicio de energía eléctrica, la eficacia de la garantía constitucional de protección de los datos personales -habeas data- exige que el dato circule y se trate como dato personal semiprivado.

En conclusión, la protección de los datos de uso de energía de los usuarios que se almacenarán, administrarán, gestionarán y utilizarán a través de la infraestructura de medición avanzada, en cuanto vinculados o asociados al usuario o consumidor, persona natural o jurídica, trascienden la esfera íntima o reservada del titular y su conocimiento o divulgación puede interesar al sector

eléctrico y a la sociedad en general, se sujeta a lo dispuesto en la Constitución política, artículo 20 y las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012 para la recolección, tratamiento y circulación de datos personales semiprivados.

3.3 Aspectos jurídicos relevantes de la interoperabilidad

En la Resolución 40072 de 2018, expedida por el Ministerio de Minas y Energía, se definió la Interoperabilidad como *“la capacidad de dos o más redes, sistemas, aplicaciones, dispositivos o componentes de los mismos o diferentes fabricantes, de intercambiar información y posteriormente utilizarla con el fin de realizar las funciones requeridas”* (art. 3°).

Según esa definición, se destacan las siguientes características de la interoperabilidad:

- (i) Los diferentes elementos de hardware, software, arquitectura de redes y comunicaciones que integran la AMI pueden provenir del mismo o de diferentes fabricantes y, por tanto, ser de diferentes tipos y marcas.
- (ii) Con independencia del fabricante, tipo o marca, los elementos de hardware, software, redes y comunicaciones que integran la AMI deben ser compatibles, de tal manera que permitan el acceso, comunicación, interacción o intercambio de información.
- (iii) El alcance de la interoperabilidad está directamente relacionado con los objetivos y las funcionalidades definidos para la AMI, definidos en la Resolución 40072 de 2018, dado que de la posibilidad de acceso, comunicación e intercambio de la información a través de los distintos elementos que conforman esa infraestructura depende en alto grado el cumplimiento de esos fines.
- (iv) El cumplimiento de los objetivos y funcionalidades definidas para la infraestructura AMI involucra su utilización por parte de distintos usuarios, cuya utilización puede ser diferencial.

Otro aspecto que resulta relevante para la interoperabilidad, tiene que ver con la definición de los distintos roles de las personas que interactúan en la recolección, tratamiento y circulación de los datos personales a través del banco de datos de servicios, que se organizará y administrará a través de la infraestructura de medición avanzada.

Para el caso concreto de los *“datos de uso de energía eléctrica de los usuarios”* que serán recolectados, tratados y utilizados en el banco de datos de servicios que se manejará a través de AMI, se considera que:

- (i) El usuario del servicio de energía eléctrica y el prestador son titulares de la información.
- (ii) El operador de la información podrá ser el Operador de Red, el Comercializador de la energía eléctrica o el agente que se designe para la gestión de esos datos y
- (iii) Los usuarios de la información serán, principalmente, los OR, los comercializadores de energía eléctrica, los autogeneradores, prestadores de los servicios de generación distribuida y almacenamiento, de acuerdo con lo definido en la Resolución ME 40072 de 2018, así como los nuevos agentes que la CREG defina, teniendo en cuenta las nuevas actividades o eslabones del servicio; la CREG y la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

Dependiendo del rol que asuma cada uno de los nombrados anteriormente (titular, operador o usuario de la información) tendrá los derechos y deberes, y estará sujetos a los principios, establecidos en las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012, para cada uno de esos roles relacionados con la recolección, tratamiento y circulación de los datos.

En síntesis, las anteriores características ponen de presente que la interoperabilidad de la AMI, tiene que ver con los objetivos, funcionalidades, especificaciones técnicas de los elementos, y usuarios de la infraestructura y la información. Esos aspectos serán considerados en el análisis de la opción que se recomienda adoptar para la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada.

3.4 Análisis de riesgos jurídicos asociados a la puesta en funcionamiento de la Infraestructura de Medición Avanzada

A partir de los fines, objetivos legales, las políticas definidas por el Gobierno Nacional, atrás reiteradas, y la configuración prevista en el Documento CREG 077 de 2018, en los análisis técnico-económicos se han considerado cuatro opciones para la organización, operación y administración de la infraestructura de medición avanzada.

Con el fin de proponer elementos que permitan recomendar la adopción de una de esas opciones, se identificaron y analizaron los posibles riesgos jurídicos, teniendo en cuenta, en síntesis, los principales aspectos considerados en los puntos que se han dejado expuestos.

Para el efecto, se ha entendido como riesgo jurídico todo aquello que pueda salir mal frente al derecho, teniendo en cuenta, principalmente, los principios de i) legalidad, esto es la sujeción del

ejercicio de las funciones a cargo de la CREG al ordenamiento superior y ii) *alterum non laedere*, esto es, la prevención de los daños, entiendo estos últimos como la afectación negativa de los derechos, expectativas legítimas y demás intereses jurídicamente protegidos. Aunado a lo anterior, se han considerado las acciones para mitigar los posibles riesgos identificados.

En la siguiente tabla se presenta la síntesis del análisis de posibles riesgos:

Tabla 3.1. Análisis de posibles riesgos

Convención	Mayores cambios requeridos	Entre mayores y menores	Menores cambios requeridos		
MEDICIÓN DEL CONSUMO	POSIBLES RIESGOS				ACCIONES MITIGACIÓN
DERECHO O DISPOSICIÓN LEGAL	OPC 1	OPC 2	OPC 3	OPC 4	
Derecho a elegir libremente al proveedor del medidor. T: suscriptor, usuario y prestador.	Puede entrar en conflicto con los fines y objetivos perseguidos con AMI	Puede entrar en conflicto con los fines y objetivos perseguidos con AMI	Puede entrar en conflicto con los fines y objetivos perseguidos con AMI	Puede entrar en conflicto con los fines y objetivos perseguidos con AMI	1. Al tratarse como activo de uso puede restringirse el derecho del usuario a elegir libremente al proveedor del medidor y asignar al OR la responsabilidad por el cambio del medidor. La restricción resulta necesaria para facilitar el cumplimiento de las metas y los objetivos legales
Derecho a reemplazar el medidor por cuenta del usuario o suscriptor (si pasado un periodo de facturación, este no ha tomado las acciones necesarias para reemplazarlos). T: prestador.	Posibles expectativas legítimas comercializadores puros (stock medidores)	Posibles expectativas legítimas comercializadores puros (stock medidores)	Posibles expectativas legítimas comercializadores puros (stock medidores)	Posibles expectativas legítimas comercializadores puros (stock medidores)	1. Periodo de transición. 2. Interoperabilidad
Derecho de propiedad sobre el medidor. T: quien lo paga.	El cambio del medidor puede afectar la propiedad sobre el actualmente instalado	El cambio del medidor puede afectar la propiedad sobre el actualmente instalado	El cambio del medidor puede afectar la propiedad sobre el actualmente instalado	El cambio del medidor puede afectar la propiedad sobre el actualmente instalado	1. Periodo de transición acorde con las metas y gradualidad establecidas por el MME. 2. En la transición debe considerarse el cambio teniendo en cuenta el funcionamiento, precisión y edad del medidor actual
La medición del consumo hace parte del SPD. No es actividad complementaria.		Expectativas legítimas agentes que ya tienen SGD y SGC	Expectativas legítimas agentes que ya tienen SGD		1. Facultades L.1955/19, art. 290. 2. Periodo de transición. 3. Acceso a los datos. 4. Interoperabilidad.
Derecho a la medición del consumo con los instrumentos de medida que la técnica haya hecho disponibles. T: suscriptor, usuario y prestador.	Cambia agente responsable de medición. Comercializador es usuario de datos de medición	Cambia agentes responsables de medición y de procesos validación, crítica, integridad y seguridad de datos. Comercializador es usuario de datos de consumo	Cambia agentes responsables de medición y de procesos validación, crítica, integridad y seguridad de datos. Comercializador es usuario de datos de consumo	Cambia agente responsable de medición. Comercializador es usuario de datos de medición	Definición de los agentes responsables de i) la medición; ii) procesos de validación y crítica; iii) integridad y seguridad del dato; iv) forma y estado en que se entrega la información al Comercializador
Derecho a verificar el estado de los instrumentos que se utilicen para medir el consumo. Titular: suscriptor, usuario y prestador.	Cambia agente responsable de verificar estado del medidor	Cambia agente responsable de verificar estado del medidor	Cambia agente responsable de verificar estado del medidor	Cambia agente responsable de verificar estado del medidor	1. Reglas para solicitar y 2. procedimiento para la verificación
Derecho a retirar temporalmente los instrumentos de medida para verificar su estado. T: prestador.					
Derecho a que el consumo sea el elemento principal del precio que se cobre por el servicio. T: suscriptor y usuario.	Comercializador depende de datos recolectados por OR	Comercializador depende de datos recolectados por OR, transportados por GC y tratados por GD	Comercializador depende de datos recolectados y transportados por OR, y tratados por GD	Comercializador depende de datos recolectados por OR	Definición de estado en que se entregan los datos de consumo al comercializador
Derecho de debido proceso en suspensión y corte del servicio. S.P. prestador	OR tiene control de suspensión y corte	OR tiene control de suspensión y corte	OR tiene control de suspensión y corte	OR tiene control de suspensión y corte	Reglas sobre procedimiento entre el C y OR para solicitar y efectuar la suspensión y corte.
Deber de reemplazar el medidor cuando el funcionamiento no permita medir adecuadamente o el desarrollo tecnológico ponga a su disposición instrumentos de medida más precisos. S.P: suscriptor y usuario.					
Deber de asumir los costos de los equipos de medición. S.P: suscriptor y usuario.					
Deber de aceptar el medidor, siempre que reúnan las características técnicas establecidas en las CU. S.P: prestador.	Cambio de condiciones técnicas	Cambio de condiciones técnicas	Cambio de condiciones técnicas	Cambio de condiciones técnicas	1. Periodo de transición. 2. Condiciones de interoperabilidad
Deber de otorgar plazos para amortizar los cargos por el medidor. Es obligatorio otorgar esos plazos a usuarios de estratos 1, 2 y 3. S.P: prestador.					
Deber de adoptar precauciones eficaces para que no se altere el medidor. S.P: suscriptor, usuario y prestador.	Ciberseguridad	Ciberseguridad	Ciberseguridad	Ciberseguridad	Posiblemente mayores exigencias o reglas diferenciales de seguridad en OPC 2
Deber de cerciorarse de que los medidores funcionen correctamente. S.P: prestador.	Cambia agente responsable	Cambia agente responsable	Cambia agente responsable	Cambia agente responsable	
Protección de los datos	Depende de OR y UD	Depende de OR, GC, GD y UD	Depende de OR, GD y UD	Depende de OR y UD	1. Reglas sobre protección y seguridad del dato en cada etapa
Interoperabilidad	Involucra OR y UD	Involucra a OR, GC, GD y UD	Involucra a OR, GD y UD	Involucra a OR y UD	
Los costos de la medición hacen parte de los costos fijos de clientela, necesarios para garantizar la disponibilidad permanente del suministro.					
Inversiones actuales en AMI		Situaciones consolidadas en SGD y SGC	Inversiones Consolidadas en SGD		1. Periodo de transición. 2. Reconocimiento de situaciones consolidadas (equipos instalados). 3. Interoperabilidad
Cumplimiento políticas MME		Justificación Técnico-Económica	Justificación Técnico-Económica		Elaboración estudio con justificación técnica y económica
Calificación riesgo jurídico (Bajo, Medio, Alto)	Bajo	Alto	Medio	Bajo	En todos los casos se trata de riesgos mitigables. El riesgo alto requiere el mayor esfuerzo regulatorio para mitigación

En la Tabla 3.1 se muestra cada uno de los aspectos en relación con los cuales se identifican posibles riesgos. Se trata, principalmente, de aspectos en los que la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada implicaría cambios importantes en el esquema de prestación del servicio vigente, podrían estar involucrados derechos o expectativas legítimas, y se requeriría ajustes regulatorios.

En las opciones propuestas, se considera como responsable de las actividades de la AMI al OR, en primer lugar, como está previsto en la Resolución MME 40072 de 2018, modificada por la Resolución 40483 de 2019 y, asimismo, se analiza la posibilidad de que todas las actividades estén en cabeza del OR, como en la Opción 1, de un agente distinto, como en la Opción 2, o parcialmente, unas a cargo del OR y, otras, en cabeza de un agente distinto, según se considera en las opciones 3 y 4.

La escala de colores y la intensidad utilizada se orientan a poner de presente en cuál de las opciones consideradas se requieren mayores cambios, en relación con el régimen vigente.

La calificación de bajo, medio y alto no se refiere específicamente a la intensidad del posible riesgo identificado, sino que se ha utilizado, principalmente, con fines comparativos, para ponderar las exigencias en materia regulatoria requeridas para minimizar los posibles riesgos, atendiendo a la complejidad del esquema, los cambios que se introducirían y los requerimientos en materia de interoperabilidad y protección de datos.

Finalmente, todos los posibles riesgos identificados son mitigables, principalmente, a través de la definición de reglas para las actividades y los agentes que podrían ser responsables de las mismas. En ninguna de las opciones consideradas se advierte la existencia de riesgos jurídicos que impidan o limiten su elección e implementación.

3.5 Aspectos jurídicos relevantes de la opción propuesta (Opción 3)

El análisis cuantitativo y cualitativo de los distintos aspectos considerados permite recomendar la opción 3 como la que representa los mejores beneficios y permite cumplir adecuadamente con los objetivos y fines de la implementación de la infraestructura de medición avanzada.

Asimismo, el análisis realizado permite identificar que la puesta en funcionamiento de esa opción requiere la definición de reglas para regular, principalmente, lo relacionado con i) la determinación de los agentes responsables, las actividades y los deberes a su cargo; ii) la interoperabilidad; iii) el acceso y protección de los datos personales; iv) la propiedad sobre los medidores; v) la protección de expectativas legítimas y vi) el uso de los datos para la facturación del consumo.

3.5.1 Competencia de la CREG

Según lo define la Ley 142 de 1994, la medición hace parte del servicio público domiciliario de energía eléctrica (art. 14.25). Adicionalmente, como se ha venido señalando, de acuerdo con las directrices de política establecidas por el Gobierno, la infraestructura de medición avanzada debe cumplir unos objetivos y funcionalidades que van más allá de la determinación del consumo y que tienen que ver, en esencia, con la reorganización del esquema del servicio de energía eléctrica para lograr mayor eficiencia en la prestación.

Para el cumplimiento de los fines y objetivos, y la eficacia de las funcionalidades, está previsto que la infraestructura de medición avanzada soporte un sistema de información, que puede ser recogida, intercambiada y utilizada, mediante hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software y arquitecturas y redes de comunicaciones, integrados.

Asimismo, la integración de esos elementos debe permitir la operación de la infraestructura y la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica y de los sistemas de medida.

Se reitera que, de conformidad con los elementos de política energética definidos en la Resolución 40072 de 2018, modificada por la Resolución 40483 de 2019, el Ministerio de Minas y Energía, la CREG determinará los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada, incluidos los medidores avanzados, considerando la independencia e imparcialidad para el desarrollo de esas actividades, para lo cual se dispuso que se considere, en primer lugar, al Operador de Red como el responsable de esas actividades.

En esos lineamientos se advierte la voluntad del Gobierno de profundizar en los elementos de política definidos en el Decreto 387 de 2007, en el sentido de atribuir al Operador de Red la gestión integral de las pérdidas de energía y centralizar la información sobre consumo y medición, como mecanismos para el logro de los objetivos relacionados con la prestación eficiente, el traslado de los beneficios derivados de la competencia a los usuarios del servicio, la neutralidad en la asignación de derechos y obligaciones entre comercializadores minoristas y, en general, con la gestión eficiente de la energía (art. 3, lit. d y f).

De acuerdo con lo anterior, se concluye que la infraestructura de medición avanzada, en estricto sentido, corresponde a un nuevo eslabón de la cadena de prestación del servicio, en el que se comprenden las actividades de i) instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura, incluyendo los sistemas de medida avanzada y ii) la gestión de los datos del sistema de distribución de energía eléctrica.

De conformidad con el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, corresponde a la CREG definir esa nueva actividad o eslabón de la cadena de prestación del servicio público de energía eléctrica y la regulación aplicable a los agentes que desarrollen la nueva actividad; determinar los agentes que pueden participar en esa actividad; determinar las reglas sobre la gobernanza de datos e información que se recogerán, almacenarán, intercambiarán y utilizarán en la infraestructura de medición avanzada y optimizar los requerimientos de información y su validación. Todo ello, con el fin de garantizar la prestación eficiente del servicio público, promover la competencia, evitar los abusos de posición dominante y garantizar los derechos de los usuarios.

De acuerdo con esas facultades, la CREG tiene discrecionalidad y libertad de configuración normativa para determinar los agentes responsables de la gestión de los sistemas de medida, gestión de los datos y de las comunicaciones, para lo cual debe tener en cuenta las condiciones que mejor garanticen la independencia, imparcialidad, interoperabilidad, gobernanza de los datos y la protección de los derechos de los usuarios.

3.5.2 Definición de la actividad de medición avanzada

La instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada incluye la calibración, certificación de conformidad, instalación, verificación del funcionamiento, mantenimiento y reposición de los medidores avanzados; la lectura y los procesos de revisión y crítica, así como la protección de los datos del consumo individuales de los usuarios, actividades que en la regulación actual están a cargo del comercializador de energía eléctrica.

En la regulación vigente no hay una definición específica de la actividad de medición, aunque sí encuentran distintos aspectos que se comprenden en esa actividad, como los que se acaban de señalar.

En línea con las políticas definidas por el Gobierno que se vienen señalando, en la opción recomendada, la medición avanzada se entiende como el conjunto de las siguientes actividades:

- (i) Instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición del equipo de medida.
- (ii) Instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de comunicaciones del sistema AMI.
- (iii) Lectura desde el medidor, validación, crítica, almacenamiento, protección y transporte, desde el medidor hasta el Gestor, de los datos sobre el consumo.

- (iv) Gestión de los datos de uso de energía para su disponibilidad y acceso por parte de los usuarios de la información.

3.5.3 Agentes responsables de la medición avanzada

En la opción 3 se recomienda que las actividades señaladas en los puntos (i), (ii) y (iii) del numeral anterior se asignen al Operador de Red, y que la correspondiente al punto (iv) se asigne a un Gestor de Datos.

Este último deberá ser una persona jurídica, constituida como empresa de servicios públicos, que tenga como objeto prevalente en relación con el servicio público domiciliario de energía eléctrica¹³, la gestión de los datos de uso de energía, orientada a garantizar su disponibilidad y acceso por parte de los usuarios de esa información.

Para los efectos de la responsabilidad por la protección de los datos personales sobre uso de energía eléctrica, de acuerdo con el artículo 20 de la Constitución política y las Leyes 1266 de 2008 y 1581 de 2012, debe tenerse en cuenta que:

- (i) el OR es una fuente de información y, por tanto, le son exigibles los deberes establecidos en esas normas, especialmente en el artículo 8° de la Ley 1266 de 2008, en todo lo relacionado con la recolección (lectura desde el medidor); el tratamiento (validación, crítica, almacenamiento) y circulación (transporte desde el medidor hasta las bases de datos del gestor), además de la seguridad y protección de los datos.
- (ii) el Gestor de datos es un operador de información y, por tanto, le son exigibles los deberes establecidos en esas normas, especialmente en el artículo 7° de la Ley 1266 de 2008, en todo lo relacionado con la recolección (recibo de los datos de la fuente de información); el tratamiento (validación, administración y almacenamiento) y circulación (ponerlos a disposición de los usuarios de la información), además de la seguridad y protección de los datos.

3.5.4 Usuarios de los datos de uso de energía

Teniendo en cuenta lo señalado en la Resolución MME 40072 de 2018, los usuarios de la información serán, principalmente:

¹³ De acuerdo con lo establecido en el artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, “El objeto de las Empresas de Servicios Públicos Domiciliarios, junto con sus actividades complementarias, en lo que tiene que ver con la prestación de los servicios de que trata la Ley 142 de 1994, **continuará siendo prevalente con respecto a las demás actividades desarrolladas por aquellas en los términos de lo dispuesto en los artículos 99 y siguientes del Código de Comercio**” –se destaca-.

- (i) Los Operadores de Red.
- (ii) Los comercializadores de energía eléctrica.
- (iii) Los usuarios autogeneradores.
- (iv) Los prestadores de los servicios de generación distribuida y almacenamiento.
- (v) Los nuevos agentes que la CREG defina, teniendo en cuenta las nuevas actividades o eslabones del servicio.
- (vi) La CREG.
- (vii) La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.
- (viii) Las demás personas o autoridades señaladas por la ley.

A todos los usuarios de los datos de uso de energía le son exigibles los deberes establecidos en las normas que se vienen señalando, especialmente en el artículo 7° de la Ley 1266 de 2008, en todo lo relacionado con la protección de los datos.

Adicionalmente, los usuarios de los datos solamente podrán utilizarlos para los fines definidos por el Ministerio de Minas Energía y la CREG para la infraestructura de medición avanzada.

Se reitera, igualmente, que para la administración, tratamiento y utilización de datos semiprivados y privados se requiere el consentimiento previo y expreso del titular. Se trata de un consentimiento informado, en la medida en el titular debe tener la posibilidad de conocer previamente qué datos personales serán administrados y la finalidad para la que pueden ser utilizados.

3.5.5 Aspectos relativos a la interoperabilidad

De acuerdo con lo planteado en el Documento CREG 077 de 2018, atendiendo a los desarrollos tecnológicos, la AMI se integra básicamente por i) equipos para domótica y medición de otros servicios, instalados por el usuario; ii) elementos para la medición avanzada de energía, incluyendo el medidor, visualizador, dispositivos de conexión-desconexión y módulo de comunicación; iii) unidad concentradora de datos; iv) sistema de gestión y operación de datos (Head-End System) y v) sistema de gestión de comunicaciones. La integración de todos estos elementos ha sido considerada en los análisis técnico-económicos que comprende este estudio.

Para garantizar el cumplimiento de las funcionalidades y objetivos definidos en la Resolución MME 40072 de 2018, las reglas sobre interoperabilidad deben definir, al menos, los siguientes aspectos:

- (i) Identificación de cada uno de los elementos de hardware, software y de comunicaciones que integrarán la AMI.
- (ii) Definición de la(s) funcionalidad(es) a la(s) que deberá servir cada uno de los elementos de AMI identificados. Las características técnicas de esos elementos, si bien resultan relevantes, para el caso concreto de lo que se refiere a la regulación por parte de la CREG, deben considerarse principalmente las funcionalidades a las que debe servir la infraestructura de medición avanzada.
- (iii) Identificación y definición de las interfaces necesarias para que los distintos elementos que integran la infraestructura de medición avanzada puedan interactuar y permitir el acceso e intercambio de información.

En la opción que se recomienda adoptar se identifican principalmente las interfaces entre: los equipos instalados por el usuario (domótica y medición de otros servicios) y los elementos para la medición avanzada de energía; las bases de datos del Operador de Red y las del Gestor de Datos; los sistemas de comunicación del Operador de Red y el Gestor de Datos; y entre este último y los usuarios de los datos.

- (iv) El acceso abierto de los elementos que se instalen, de manera que se permita la interacción y el intercambio de información, con independencia del tipo o marca. Con ello se garantiza, además, que no se restrinja el derecho de la libre competencia entre proveedores de esos bienes y servicios.
- (v) Protocolos estandarizados para las comunicaciones y el almacenamiento e intercambio de los datos.
- (vi) Criterios y reglas orientados a garantizar la seguridad; el control y seguimiento del acceso, autenticación, autorización, integridad y confidencialidad; disponibilidad y sistema de alertas. La regulación de estos aspectos puede remitirse a las normas técnicas disponibles, entre ellas, la NTC 6079:2014 e ISO/IEC 27001.
- (vii) Obligación de certificar el cumplimiento de los requisitos, funcionalidades y protocolos requeridos en materia técnica y de seguridad, por parte de los elementos y sistemas de gestión de la AMI.

3.5.6 Propiedad de los medidores

En la opción 3, que se recomienda adoptar, la responsabilidad por la adquisición e instalación de los medidores está directamente en cabeza de los OR. Ello supone, como se dejó expuesto más arriba, que los Operadores de Red no pueden exigir que sean los usuarios quienes adquieran esos equipos.

Asimismo, los análisis técnico-económicos realizados permiten concluir que, manteniendo el actual esquema de remuneración de las actividades asociadas a la medición del consumo, calidad del servicio y reducción de pérdidas, con los beneficios que se obtendrán, consistentes principalmente en los costos evitados, durante el periodo de tiempo establecido para alcanzar las metas definidas en la Resolución 40072 de 2018, se viabiliza económicamente la puesta en funcionamiento de la infraestructura de medición avanzada, sin cobros adicionales al usuario por esa infraestructura, incluyendo el medidor avanzado.

Con fundamento en las anteriores razones se concluye que la propiedad del medidor avanzado de energía debe mantenerla el OR.

Ahora bien, para proteger los derechos de los usuarios sobre los medidores actualmente instalados, es necesario que en los planes que presenten los Operadores de Red para la implementación de la infraestructura de medición avanzada, se considere el estado de funcionamiento, la precisión asociada a la tecnología y la edad de los medidores actualmente instalados, de tal manera que se permita la mayor utilización posible de los medidores que tengan el menor tiempo de instalación, el mejor estado de funcionamiento y que sean de tecnología con mayor precisión.

Asimismo, se recomienda la adopción de un procedimiento orientado a proteger los derechos de los usuarios, en el que se consideren, por lo menos, los siguientes aspectos:

- (i) Para proceder al cambio de los medidores, es necesario que el prestador del servicio informe a cada uno de los suscriptores y usuarios que tengan instalados medidores que no reúnan las funcionalidades previstas en la Resolución 40072 de 2018, expedida por el Ministerio de Minas y Energía:
 - Que el medidor debe cambiarse por otro con la precisión y las funcionalidades exigidas para la infraestructura de medición avanzada.
 - Las razones por las cuales el medidor instalado no puede ser utilizado en la infraestructura de medición avanzada exigida para la reorganización de la prestación del servicio, atendiendo a los fines y objetivos definidos en la Ley 1715 de 2014 y las directrices de política energética definidas por el Gobierno Nacional.

- Las características técnicas de los medidores que el desarrollo tecnológico ha puesto a disposición para la medición avanzada.
- El plazo dentro del cual el Operador de Red procederá a cambiar el medidor, determinado de acuerdo con los criterios arriba señalados para la transición, con indicación expresa de los criterios considerados para el efecto.
- La información en el sentido de que el nuevo medidor será de propiedad del OR y que el usuario no pagará ningún valor adicional a la tarifa vigente, por el cambio del medidor.

(ii) Los medidores que se desinstalen deberán entregarse a su propietario.

3.5.7 Protección de las expectativas legítimas

Bajo la vigencia de las Leyes 142 de 1994 y 1715 de 2014, los usuarios podían optar por y los prestadores del servicio instalar medidores para la medición avanzada, razón por la que pueden haberse ejecutado inversiones en elementos integrantes de la infraestructura medición avanzada y, asimismo, los prestadores del servicio podían gestionar sistemas de medida, de datos y de comunicaciones que, bajo el nuevo régimen, quedarán vinculados a las nuevas actividades asociadas a esa infraestructura.

En lo que tiene que ver con el ejercicio de la actividad, *stricto sensu*, no se reconocen derechos adquiridos, empero, sí expectativas legítimas. De conformidad con los criterios jurisprudenciales de la Corte Constitucional y el Consejo de Estado, la protección de las expectativas legítimas no impide que hacia el futuro se modifiquen las reglas para el ejercicio de las actividades del servicio público; sin embargo, esas modificaciones deben acompasarse con regímenes de transición en los que se permita a los agentes adecuarse a las nuevas reglas, y se prevean las compensaciones o indemnizaciones a que haya lugar, en el caso de afectar situaciones consolidadas, como podría ser el caso de las inversiones ejecutadas en AMI que se encuentren en servicio.

En esa línea, el régimen de transición debe considerar i) la posibilidad de que los sistemas de gestión de la medición, de los datos y las comunicaciones sea compatible y se permita la interoperabilidad; y ii) en caso de no ser ello posible, que la transición permita la continuidad en la operación y utilización de las inversiones ejecutadas, considerando un periodo razonable de vida útil de las mismas.

Adicionalmente, deben considerarse las reglas de transición para que el comercializador ajuste sus procesos de facturación al nuevo esquema, en el que dejará de ser el responsable de la lectura, para convertirse en un usuario de los datos que administrará el Gestor de Datos.

3.5.8 Aspectos relevantes del uso de la infraestructura AMI por parte de los comercializadores de energía

En la opción que se recomienda adoptar (No. 3), el comercializador será un usuario los datos de uso de energía que operará el Gestor de Datos, para la facturación del consumo y, asimismo, la conexión, desconexión y limitación, local o remota, del suministro de energía se hará a través de la infraestructura de medición avanzada.

Sobre la utilización de los datos de uso de energía para la facturación del consumo es necesario regular, por lo menos, los siguientes aspectos:

- (i) Forma, plazos y protocolos para que el Gestor de Datos ponga los datos de consumo a disposición de los comercializadores, para la facturación.
- (ii) Derecho del comercializador a adelantar los procesos de revisión y crítica de los datos.
- (iii) Procedimiento para presentar las observaciones sobre inconsistencias de la información por parte del comercializador, y plazo para que sean atendidas por el Gestor de Datos y comunicada la respuesta al comercializador.
- (iv) Reglas para corregir o actualizar la información, cuando ello sea necesario por problemas relacionados con la indisponibilidad de los equipos de medida o de los sistemas de comunicación.
- (v) Reglas para la determinación del consumo en los periodos durante los que no fue posible la medición por razones de orden técnico.
- (vi) El OR y el Gestor de Datos deben responder por las pérdidas que pueda ocasionar al comercializador de energía por la no medición del consumo o la indisponibilidad de los datos para facturar los consumos oportunamente.
- (vii) La responsabilidad por la facturación del consumo al usuario debe mantenerse en cabeza del comercializador de energía.

Sobre la conexión, desconexión y limitación, local o remota, del suministro de energía se hará a través de la infraestructura de medición avanzada es necesario regular, como mínimo, los siguientes aspectos:

- (i) Suministro de información por parte del comercializador de energía al OR sobre la programación de la suspensión y corte a los usuarios por el no pago del servicio.

- (ii) Suministro de información por parte del comercializador de energía al OR sobre la eliminación de las causas que dieron lugar a la suspensión y corte del servicio por no pago del mismo.
- (iii) Suministro de información por parte del OR al comercializador de energía y a los usuarios sobre limitaciones del servicio por razones relacionadas con la operación, mantenimiento y reposición de las redes.
- (iv) Protocolos para resolver reclamos o conflictos entre el OR y el comercializador de energía por la conexión, desconexión o limitaciones del suministro.

4 CRITERIOS PARA ESTABLECER EL PLAN DE DESPLIEGUE DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA

Este capítulo muestra las principales conclusiones sobre un referenciamiento internacional asociados a los beneficios y costos que se han reportado en otros países como consecuencia del despliegue de la infraestructura AMI para establecer los criterios sobre los cuales se deberían establecer los planes de despliegue de la infraestructura AMI en Colombia. Posteriormente se realiza un ejercicio numérico con el cual se define un lineamiento de una posible política que cubra los costos del despliegue AMI.

4.1 Síntesis de los beneficios y costos reportados en referentes internacionales

Este estudio revisó las referencias [23]-[39] para determinar los principales beneficios cualitativos y cuantitativos así como los costos relacionados con el despliegue AMI (ver resumen en el anexo A, Tablas A.1 a A.3). El listado es amplio y se destacan los siguientes aspectos:

- Se identificaron 46 tipos de beneficios, 33 cuantificables y 13 no cuantificables.
- De los 33 beneficios cuantificables, 29 son monetizables.
- Los beneficios se distribuyen de la siguiente manera, aunque es preciso indicar que un beneficio puede ser compartido por más de un agente:
 - 25 para el operador de red-comercializador cuando este está integrado.
 - 17 para el operador de red.
 - 10 para el comercializador no integrado.
 - 8 para otros tipos de usuario

Es importante resaltar que los estudios señalan que los beneficios para los usuarios son en su gran mayoría de difícil materialización, por lo cual, y a manera de conclusión parcial de este estudio, *los planes no pueden ir acompañados de promesas hacia los usuarios sin que se tenga una plena certeza que estas se pueden materializar de una manera real*. Un caso interesante es el de Chile –y que se reporta en el siguiente capítulo de este documento- en donde se generó un rechazo generalizado por parte de la población hacia el despliegue de esta tecnología.

Por otro lado, se identificaron 12 tipos de costos diferentes, todos ellos cuantificables y monetizables y que se distribuyen de la siguiente manera:

- 0 para los usuarios (si la remuneración para el despliegue AMI no se realiza vía tarifa).
- 8 para el operador de red-comercializador integrado.
- 5 para el operador de red.
- 3 para el comercializador no integrado.

- 1 para otro tipo de usuario.

A partir de lo anterior, este estudio propone que cualquier plan de despliegue en nuestro país se concentre por lo menor en los doce (12) beneficios indicados en la tabla 4.1 pues son los más relevantes según el referenciamiento. Estos beneficios se traducen, financieramente, en costos evitados e incrementos en facturación y el listado no es exhaustivo y *debe ser adaptado según las características particulares de cada OR y C*. Los beneficios dependen fundamentalmente de las circunstancias de quien y en donde se despliegue esa tecnología y la tabla considera las actividades relacionadas al OR y al C de manera independiente, por lo cual en un operador de red con un comercializador integrado debería percibir todos los beneficios de la tabla.

Tabla 4.1. Beneficios derivados de un despliegue AMI

Principales beneficios	Agente beneficiado	
	OR	C
Disminución de las pérdidas	X	
Mejoramiento de la calidad del servicio	X	
Mejoramiento del vínculo cliente-red	X	
Desplazamiento en el tiempo de las inversiones	X	
Disminución en los costos de compra de energía		X
Ahorro en lectura remota de medidores		X
Incremento en los procesos de recaudo		X
Disminución en el costo anual de sostenimiento (operación y mantenimiento)		X
Incremento en la eficiencia de los procesos de facturación		X
Mejora en procesos de atención a usuarios		X
Ahorro en costos de comercialización asociados a usuarios prepago		X

Para ayudar a un implementador AMI a identificar los beneficios de la tabla anterior, este estudio propone que los planes en nuestro país se diseñen con base en los principios y criterios indicados en la tabla 4.2. Estos constituyen una guía que al ser diligenciada ayudarán a establecer de una manera mucho más clara cual(es) es(son) los beneficio(s) que más se ajustan a cada necesidad específica del implementador.

Tabla 4.2. Principios y criterios considerados para ayudar a identificar los beneficios AMI

Principios	Criterios
Antecedentes AMI	Verificar la existencia de pruebas piloto y sus etapas de implementación Verificar la existencia de usuarios prepago
Técnicos	Identificar zonas con mayores pérdidas técnicas y no técnicas Determinar zonas con menor calidad del servicio Determinar el consumo promedio por usuario Identificar aquellos clientes con medidores próximos a culminar su vida útil Determina de número de medidores por transformador Determinar la densidad de clientes (clientes por km ²)

	Determinar el volumen de datos a gestionar (granularidad de la medición)
	Identificar patrones de consumo
	Identificar tipos/estrato de usuarios susceptibles al no pago del servicio
	Costos por intervención de personal
	Determinar el costo por atención al cliente
	Determinar zonas con mayor costo por lectura de medidores
Comunicaciones	Determinar las zonas del SDL con mejor señal de comunicación
	Determinar el costo de uso del espectro electromagnético
	Identificar la percepción de los beneficios en el tiempo
	Considerar porcentajes de usuarios que no desean comprometerse/se opongan a la instalación de medidores inteligentes
Otros	Establecer el costo de campañas de socialización del beneficio AMI

4.2 Análisis numérico

4.2.1 Costos de implementación de la infraestructura AMI por punto de medición

Para este ejercicio numérico es necesario conocer los costos de toda la implementación AMI normalizado por suscriptor, esto es, el valor presente del CAPEX y OPEX del despliegue AMI dividido por el número de suscriptores a los cuales se les instalará esta opción tecnológica. Para efectos de este capítulo, ese valor se denominará “costo por punto de medición”.

En tal sentido, la tabla 4.3 indica los costos por punto de medición de diferentes países de la comunidad europea que son tomados de [28] e indexados al 2018.

Tabla 4.3. Costos de implementación por punto de medición

País	Euros (2014)	Euros (2018)
Austria	590	604.8
República Checa	766	785.2
Dinamarca	225	230.6
Estonia	155	158.9
Finlandia	210	215.2
Francia	135	134.8
Alemania	546	559.7
Grecia	309	316.7
Irlanda	473	484.9
Italia	94	96.3
Letonia	302	309.6
Lituania	123	126.9
Luxemburgo	142	145.5
Malta	77	78.9
Países Bajos	220	225.5

Polonia	167	171.2
Portugal	99	101.4
Rumania	99	101.4
Suecia	288	295.2
Reino Unido	161	165.1

Un análisis por percentiles muestra que los valores de Austria y Republica Checa se encuentran por encima del percentil 99 por lo cual se consideran atípicos para los propósitos de este análisis¹⁴. En tal sentido, al eliminar esos valores se encuentra que *los costos por punto de medición para efectos de los análisis numéricos* son los siguientes:

- Valor del percentil 25: € 128.26 (Escenario de bajo costo)
- Valor del percentil 50: € 168.12 (Escenario de mediano costo).
- Valor del percentil 75: € 279.09 (Escenario de alto costo).

Es preciso aclarar que los análisis numéricos se realizarán con base en esos valores, aunque es altamente probable que a la fecha hayan disminuido, por lo cual, los resultados mostrados pueden estar sobre estimando los verdaderos valores. Finalmente, a una tasa de conversión de euros a pesos al 31 de diciembre de 2018 de \$3712.26, se asume que el costo por punto de medición en nuestro país -frente a la ausencia de esos datos reales- es de \$476,162, \$624,123 y \$1,036,073 para cada uno de los escenarios.

4.2.2 Valores facturados para un usuario residencial en Colombia

Este ejercicio numérico requiere determinar el valor facturado para un usuario residencial en nuestro país, en tal sentido:

1. Se considera que existen dos periodos para los análisis. Un *periodo de despliegue AMI* en el cual se instala toda la infraestructura AMI y un *periodo de amortización* en el cual se cubren los costos del despliegue. Ambos periodos no son necesariamente iguales, y para los propósitos de este estudio se asume que la amortización -independiente del tiempo de despliegue- es de 10 y 15 años.
2. El documento adjunto a la Resolución CREG 155 del 2019 señala que el consumo mensual promedio de un usuario residencial en Colombia es de 150 kWh por lo cual el consumo anual promedio es de 1800 kWh.

¹⁴ Estos valores se pueden explicar porque estos países exigieron en su normatividad de despliegue elementos que no son estrictamente necesarios y que encarecen el despliegue tales como el *in-home display*. Se eliminan del estudio pues de esa forma se evita que los resultados numéricos se vean afectados por requerimientos técnicos que no son realmente necesarios.

3. Según información proporcionada por la CREG, el promedio mensual del costo unitario (CU) en Colombia para usuarios residenciales es 553.24 \$/kWh.

De lo anterior es posible calcular el *valor anual facturado para un usuario residencial estrato 4* y que corresponde a \$995,832 por año ($CU * 12 * 150 = 553.23 * 12 * 150 = 995,832$). Con ese valor, el *valor presente facturado* por usuario en un periodo de 10 y 15 años es de \$8,280,327 y \$11,269,547 respectivamente. La tabla 4.4 sintetiza los detalles del calculo.

Tabla 4.4. Valores facturados por usuario

Información general	Aspecto	Valor	Unidades
Demanda promedio de energía facturada	Mensual por usuario	150	kWh/mes
	Anual por usuario	1,800	kWh/año
Valor de la energía	Promedio del CU	553.24	\$/kWh
Aspectos adicionales	Incremento anual del CU	4	%
	Incremento anual del valor de la demanda	3	%
	Tasa de descuento	11.79	Adimensional
RESULTADOS NUMÉRICO Valores facturados	Facturación anual por usuario	995,832	\$
	Valor presente de la facturación en 10 años	8,280,326	\$
	Valor presente de la facturación en 15 años	11,269,547	\$

4.2.3 Porcentaje del CU para cubrir el costo por punto de medición

Con los valores de las secciones 4.2.1 y 4.2.2 es posible establecer el porcentaje del CU que es necesario para cubrir el costo por punto de medición de un despliegue AMI. Para esto, asuma, por ejemplo, que se tiene un escenario de bajo costo con periodo de amortización de 10 años, en este caso, se requiere de 5.75% del CU para cubrir ese costo en un periodo de 10 años. El valor se obtiene al dividir el costo por punto de medición sobre el valor presente de la facturación en 10 años, esto es, $476,126 / 8,280,326 * 100\% = 5.75\%$.

La tabla 4.5 muestra el porcentaje del CU que es necesario para los dos periodos de amortización y los tres escenarios de costos e igualmente se muestra el valor en \$/KWh del CU que corresponde a ese porcentaje.

Tabla 4.5. Valores requeridos para cubrir el costo del AMI

Periodo de amortización	Escenario	Porcentaje del CU requerido para cubrir el costo por punto de medición	Valor en \$/kWh requerido para cubrir el costo por punto de medición
En 10 años	Bajo costo	5.75	31.81
	Mediano costo	7.54	41.70
	Alto costo	12.51	69.22
En 15 años	Bajo costo	4.23	23.38
	Mediano costo	5.54	30.64
	Alto costo	9.19	50.86

De la tabla anterior, y como es previsible, a mayor tiempo de amortización menor es el porcentaje del CU requerido para cubrir el costo por punto de medición del AMI. El menor valor -4.23%- corresponde a una amortización de 15 años para un bajo costo de implementación y el caso más elevado -12.51%- es del alto costo para ser amortizado en 10 años. En todo caso, los porcentajes no son elevados por lo cual se pueden considerar alternativas -detalladas en la sección 4.3- para cubrir esos costos.

Un aspecto importante de la tabla anterior es que los cálculos se realizaron para un consumo promedio de 150 kWh/mes que corresponde al de usuarios residenciales en Colombia. Ese valor puede aumentar si se incluyen usuarios no residenciales –que presentan un mayor consumo- con lo cual la facturación aumentaría y *disminuiría el porcentaje del CU* requerido para cubrir el costo del AMI. Esto es, es posible *disminuir los porcentajes del CU* si el costo por punto no proviene exclusivamente de los usuarios residenciales.

4.3 Reflexiones relacionadas con los criterios para establecer los planes y la forma de cubrir el costo por punto de medición

A continuación, algunas reflexiones relacionadas con este capítulo:

1. Este estudio considera que *es posible que los planes de despliegue se puedan financiar sin incrementos del CU debido a los bajos porcentajes que se requieren para cubrir el costo por punto de medición del despliegue AMI*. Esto es, si se realiza un ejercicio para cada OR con la guía de principios y criterios de la tabla 4.2 que ayuden a identificar claramente los beneficios de la tabla 4.1, es posible que los beneficios derivados del AMI –costos evitados e incrementos en facturación- puede a llegar a ser el porcentaje que se requiere del CU de la tabla 4.5 para cubrir el costo del AMI.

Incluso, con lo anterior se puede configurar una opción regulatoria que promueva el despliegue AMI sin necesidad que esto represente un incremento tarifario para los usuarios. Considere la figura 4.1 en donde el color rojo muestra un hipotético valor del costo unitario para un mercado

beneficios del AMI. Esta señal no se puede ignorar a la hora de diseñar esquemas que cubran los costos de un sistema AMI pues implicaría una mayor pendiente -en términos de la figura 4.1- en las etapas tempranas de la implementación que debe ser aprovechada en beneficio del esquema.

5 EXPERIENCIA INTERNACIONAL: LECCIONES APRENDIDAS DEL CASO CHILENO PARA EL CASO COLOMBIANO

5.1 Introducción

5.1.1 Antecedentes

En la última década, las antiguas estructuras de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica se han visto envueltas en proceso de transformación por diversos factores sociales, tecnológicos, políticos y económicos. Esta transformación se encuentra aún en proceso, sin embargo, ya es evidente, en pro de un sector energético moderno, que esta transformación se realice acorde a los desafíos actuales. El tiempo en que estos cambios demoren está siendo determinado por dos factores principales: las políticas públicas, a través de procesos regulatorios, y el desarrollo tecnológico en términos de costos y nuevos atributos.

Algunos de los factores, que han influenciado este cambio en las redes eléctricas, son el avance tecnológico de la generación a través de energía renovable, la Generación Distribuida, el almacenamiento de energía y los sistemas de monitoreo y control. Un sistema de monitoreo corresponde a un conjunto de equipos que trabajan organizados para leer variables físicas, comunicar estas mediciones y almacenarlas pensando en la gestión de la información obtenida.

Los primeros inicios de los sistemas de monitoreo y medición de sistemas eléctricos se remontan al año 1974, cuando Theodore Paraskevakos patentó en EE. UU. el concepto. En 1977 se desarrolló y produjo el primer sistema de gestión remota de carga y lectura de medidores, totalmente automatizado [1]¹⁵. En forma posterior a eso y sobre todo en los años posterior a la década de los noventa, principalmente con el auge de Internet, son muchos los países que actualmente cuentan con sistemas de monitoreo (componente significativa de lo que hoy se reconoce como red inteligente). En la región, algunos ejemplos son: Chile que ha introducido la nueva normativa de distribución en diciembre del 2017 (“Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [2]”) y el posterior Anexo Técnico en agosto de 2019 (“Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control [3]”) que norma el despliegue de la red de medición avanzada. En Colombia se define un importante plan de trabajo en la materia, que contempla los siguientes pasos a seguir desde 2014 a 2025 con la formulación de la norma NTC 6079 [4], que incorpora los requisitos básicos de una arquitectura de medición inteligente. Actualmente la CREG está regulando para una normativa de despliegue masivo en los próximos años.

¹⁵ U.S. Patent 3,842,208 (Sensor Monitoring Device)

5.1.2 Descripción general del documento

Este capítulo contiene los siguientes aspectos considerados:

- Inicialmente se establecen las bases para las consideraciones usadas en el caso de implementación de la normativa chilena. Estas bases corresponden a dos puntos principales y son: el análisis de algunas implementaciones anteriores y las actuales tecnologías utilizadas en el mundo para el despliegue de AMI.
- Análisis de las ventajas y desventajas de la implementación del modelo chileno y su aplicación para el caso colombiano, incluyendo los procesos más críticos vividos en Chile durante el proceso normativo.
- Análisis de la norma técnica colombiana NTC 6079 [4].
- Conclusiones y recomendaciones.

5.1.3 Normativa consultada

Dentro de las normativas y buenas prácticas que se referenciaron y consultaron para la realización de este análisis se tiene:

1. Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, CNE, diciembre 2017, Chile.
2. Anexo Técnico de sistemas de medición, monitoreo y control, CNE, agosto 2019, Chile.
3. Recommendations for smart grid standardization in Europe “Standards for Smart Grids”, European Standards Organizations, June 2011, Europe.
4. Norma Advanced Metering Infrastructure (AMI) NTC 6079 – ICONTEC, marzo 2018, Colombia.
5. Norma WELMEC 7.2: Software Guide Measuring Instruments Directive 2004/22/EC, Maio 2008, Brasil.
6. Documento Internacional da Organização Internacional de Metrologia Legal – OIML D31/2008: General Requirements of Software Controlled Measuring Instruments, Brasil.
7. Portaria Inmetro nº 011 de 13 de janeiro de 2009, condições mínimas a que deverão satisfazer os software para sistemas distribuídos de medição de energia elétrica para uso em unidades consumidoras. Brasil.
8. Directiva 2006/32/CE del parlamento europeo y del consejo de 5 de abril de 2006, Unión Europea.

5.2 Consideraciones importantes sobre AMI en el mundo

En este capítulo y de forma preliminar se establecen dos aspectos relativos a la experiencia en el mundo de los sistemas de medición avanzada, estas experiencias son: las experiencias previas

regulatorias y el avance tecnológico en la materia. Estos aspectos fueron considerados como aspectos claves de partida en el caso chileno.

5.2.1 Análisis general de implementaciones similares en mundo

Se resume el estado de avance de sistemas de medición, monitoreo y control en diferentes países. Esta recopilación se basa en elementos levantados en [22]¹⁶, lo que se resume a continuación:

Francia: En el año 2012 a través del artículo L.341-4 del Código Energía francés, se adoptan las disposiciones dadas por la Comunidad Europea en la Directiva 2009/72/CE [5]¹⁷. Donde se establece que los operadores de la red de distribución deben implementar sistemas que permitan a los proveedores ofrecer a sus clientes precios que varíen con la época del año o el día, y además deben implementar dispositivos de medición que permitan a los usuarios acceder a los datos sobre su producción o consumo [6]¹⁸. Posteriormente, en 2012 se establecen los requerimientos básicos con los que deben contar todos los medidores inteligentes de los usuarios con una potencia inferior a los 36 kVA[7]¹⁹.

España: En el año 2007 el gobierno español establece el Reglamento Unificado de Puntos de Medida del Sistema Eléctrico, promulgado en el Real Decreto 1110/2007 [8]²⁰, el cual fija los requisitos que deben cumplir todos los equipos de medida implementados en España. A final del mismo año, se publica la Orden ITC/3860/2007 que indica el Plan de sustitución de los contadores de energía, en el que se establece que antes del 31 de diciembre de 2018 todos los contadores, con una potencia

¹⁶ Javier Rosero, Renato Céspedes, William Montaña, Juan F. Reyes. Definición de la funcionalidad de la Infraestructura de Medición Inteligente para Colombia. V Congreso CIER de la Energía, Bogotá, Agosto de 2017.

¹⁷ Diario Oficial de la Unión Europea, “20 DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE,” 2009.

¹⁸ Legifrance, “21 Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l'énergie.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023974937&categorieLien=id>. [Accessed: 13-Aug-2018].

¹⁹ Legifrance, “22 Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l'article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d'électricité.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025126353&categorieLien=i>. [Accessed: 13-Aug-2018].

²⁰ T. y C. M. de I. Gobierno de España, Boletín Oficial del Estado, “15 Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico,” pp. 39355–39357, 2015

contratada menor o igual a 15 kW, deben ser sustituidos por nuevos equipos de medida que permitan la discriminación horaria y la telegestión [9]²¹.

Italia: En el año 2007 la Autoridad para la Electricidad y el Gas publica la resolución Número 292 de 2006 en la cual se hace obligatoria, de acuerdo con un calendario gradual, la instalación de medidores inteligentes en todos los puntos de baja tensión del territorio nacional [10]²². El Anexo A de esta resolución establece los requisitos funcionales mínimos con los que deben contar los medidores electrónicos tanto monofásicos como trifásicos utilizados en los puntos de extracción de energía en la red de baja tensión.

Brasil: La Agencia Nacional de Energía Eléctrica de Brasil (ANEEL), a partir de un estudio que realizó para la definición de un marco regulatorio que establezca los requisitos técnicos y funcionales mínimos con los que deben contar los nuevos equipos de medida, emitió la Resolución RN 502/12, la cual regula la implementación de las infraestructuras AMI en Brasil [11],[12]²³.

Es importante notar que los procesos regulatorios mencionados establecen las condiciones mínimas que se deben cumplir en los sistemas de medición, monitoreo y control para asegurar su adecuado funcionamiento y evitar futuros inconvenientes como la obsolescencia anticipada de los equipos, la falta de interoperabilidad, la propiedad de la información y la ciberseguridad, entre otros.

5.2.2 Desarrollo e implementación de tecnologías a nivel internacional

En adición al tema regulatorio y normativo, también se logró identificar qué tipo de tecnologías y soluciones se han implementado en diferentes países. Dicha descripción involucra separación entre comunicación inalámbrica y alámbrica, distancias cubiertas, lugar de implementación y bandas de frecuencia usadas. Lo anterior, no indica la superioridad de una solución técnica por sobre otra, pero si permite identificar características, desempeño y aplicabilidad, lo que, por supuesto es importante considerar en cualquier caso de implementación de AMI. A partir de los desarrollos identificados en [13], en la Figura 1 se muestra la tendencia de uso de tecnologías hasta el año 2020.

²¹ BOE núm. 312, “24 ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008,” 2008.

²² La Autoridad para la energía eléctrica, el gas y el sistema hídrico, “26 Allegato alla Deliberazione n. 292/06 con modifiched integrazioni apportate con le deliberazioni 26 settembre 2007,” 2010.

²³ ANEEL, “28 Resolução Normativa No 502/2012,” vol. 4, pp. 7–10, 2012.

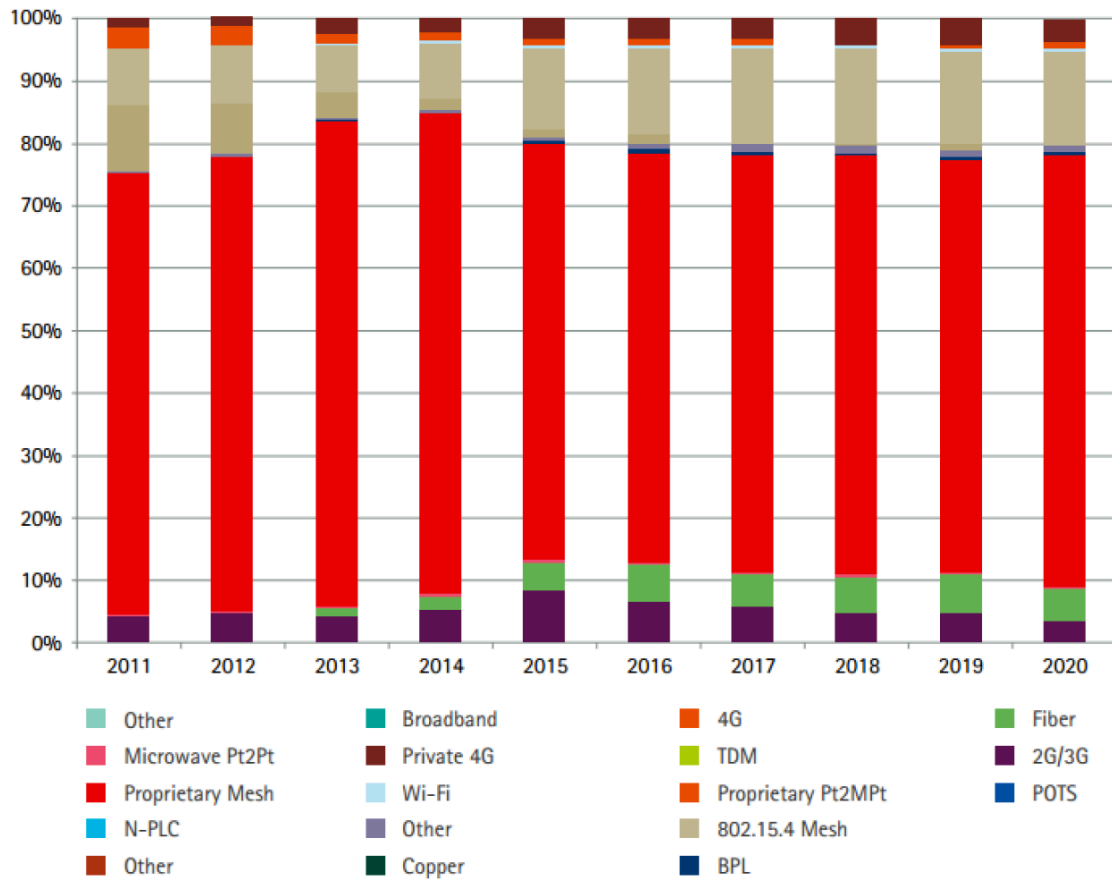


Figura 5.1. Sistemas de comunicación diferenciados por tecnología, world markets, 2011–2020.
 Fuente: Navigant Research [14].

En adición, en la Tabla 5.1 se resumen las principales características de las tecnologías implementadas en aplicaciones tipo red inteligente.

Tabla 5.1. Resumen de tecnologías aplicables a soluciones red inteligente. Fuente: State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids [13]

Inalambrica		Velocidad	Banda de frecuencia	Distancia	Ventajas	Desventajas
RF		--	902-923 MHz	Depende de los saltos	La cobertura se puede ampliar con múltiples saltos. Los enlaces de comunicación ad-hoc se forman de manera dinámica.	Tiene de a ser una oferta propietaria. El desempeño decrece a grandes distancias.
Celular	3G-4G	60-240 kbps	824-894 MHz 1900 MHz	Hasta 50 km	Alto rango de cobertura. Bajo mantenimiento. Bajo consumo energético. Alta flexibilidad	Las conexiones individuales son costosas. Tasas de velocidad moderadas
	GSM	14.4 kbps max.	900-1800 MHz	1-10 km		
	GPRS	170 kbps max	900-1800 MHz	1-10 km		
Grupo IEEE 802.15	ZigBee	20-250 kbps	868 MHz/915 MHz / 2.4 GHz	10-1000m	Bajo costo. Bajo consumo energético	Baja velocidad. Seguridad (específicamente en Bluetooth)
	6LoWPAN		2.4-2.4835 Ghz	1-100m		
	Bluetooth	721 kbps				
Grupo IEEE 802.11	Wi-Fi	54 Mbps max.	2.4 GHz/5.8 GHz	Hasta 100 m	Alto grado de confiabilidad y disponibilidad	Suceptible a equipos emisores cercanos
	Enhanced Wi-Fi	54 Mbps max.	2.4 GHz			
	IEEE 802.11n	600 Mbps max.	2.4 GHz			
IEEE 802.16	WiMAX	70 Mbps	1.8-3.65 GHz	50 km	Buen desempeño en grandes distancias. Capaz de suministrar miles de clientes finales	Altos costos comparada con tecnologías similares
Alambrica		Velocidad	Banda de frecuencia	Distancia	Ventajas	Desventajas
UNB-PLC	TWACS - Turtle	100 bps	5-600 Hz	Muchos km	Medio ya implementado. Equipos no dependen de baterías	Líneas de potencia son medios de comunicación difíciles
NB-PLC		Hasta 500 kbps	3-500 kHz	Muchos km		
BB-PLC		Hasta cientos de Mbps	1.8-250 Mhz	Muchos km		
xDSL	ADSL	800 kbps de subida 8 Mbps bajada	Desde 25 kHz hasta 1 Mhz	5 km	Medio ya implementado. Velocidades altas	Altos costos de mantenimiento. La eficiencia decrece con la distancia
	HDSL	2 Mbps		3.6 km		
	VHDSL	15-100 Mbps		1.5 km		
Euridis	IEC 62056-31	9.6 kbps	80 MHz-1Ghz	Cientos de metros	Bajo costo, tecnología conocida	Bajas velocidades
PON		155-2.5 Gbps	500 MHz-km	60 km	Alta velocidad. Inmunidad al ruido, Buen desempeño en distancia	Alto costo

5.3 Ventajas y desventajas de la implementación del modelo chileno

En este capítulo se presentan los principales aciertos y desaciertos del modelo AMI a implementar en Chile. Se revisarán las principales temáticas consideradas para el caso de Colombia, ya sea por su controversia técnica, mediática o política.

5.3.1 Modelo del sistema

En la legislación chilena se contempla la descripción del sistema basado en un modelo de arquitectura, este modelo se puede apreciar en la Figura 5.2.

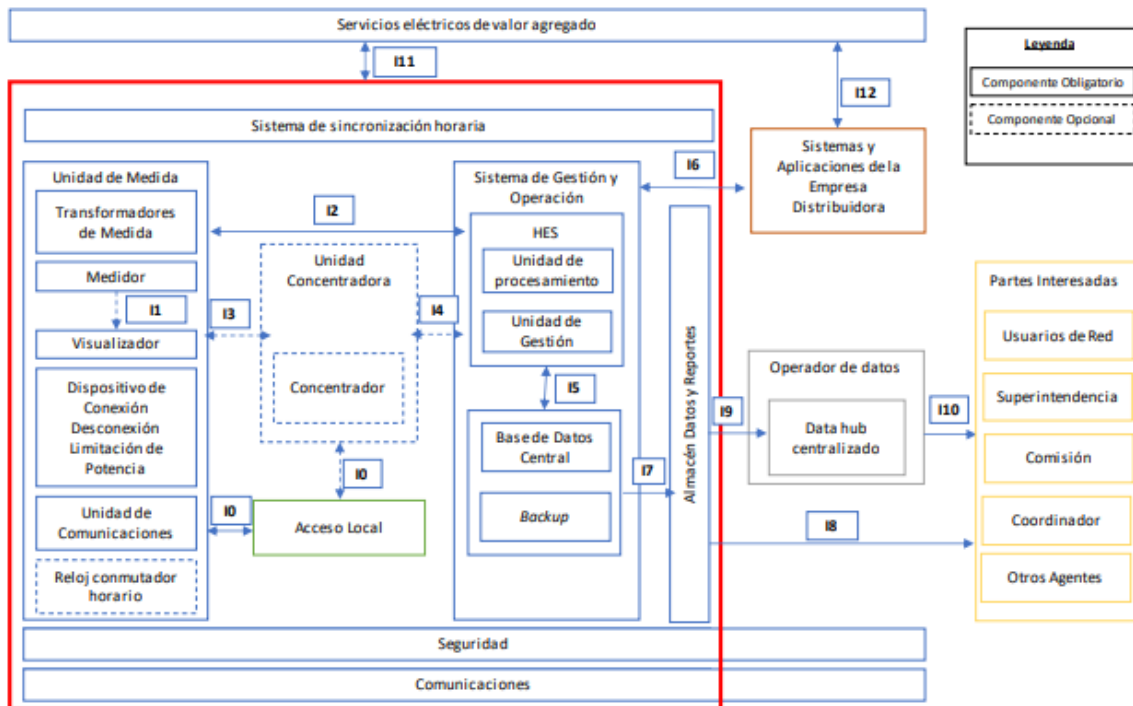


Figura 5.2. Arquitectura propuesta en la legislación chilena. Fuente [3].

La arquitectura propuesta contempla “Unidades de Medida” y “Sistema de Gestión y Operación” bien definidos y detallados según sus componentes. Además, se contempla una “Unidad Concentradora” opcional. Transversalmente se contemplan “Servicios eléctricos de valor agregado”, “Seguridad” y “Comunicaciones”. En aspectos externos al sistema se presentan dos componentes un “Sistema y aplicaciones para la empresa distribuidora” y un “Operador de datos”.

Por otro lado, los bloques denominados por la letra “I” (de I0 a I12) corresponden a interfaces de comunicación entre componentes del sistema. En el modelo chileno se especifica cada una de estas

interfaces [3]. El modelo presentado en la normativa chilena es considerado una ventaja debido a la flexibilidad y versatilidad que posee.

5.3.2 Responsabilidades y actores

Para el caso chileno el organismo regulador opta por entregar completamente la responsabilidad de la implementación del sistema AMI a las distribuidoras de energía. En la norma técnica de distribución del 2017, según el artículo 6-11 se establece lo siguiente:

“Las exigencias técnicas asociadas a los Sistemas de Medición, Monitoreo y Control que deberán implementar las Empresas Distribuidoras para sus Clientes Regulados, serán establecidas en el Anexo Técnico “Sistemas de Medición, Monitoreo y Control”.” [2].

Cabe mencionar que la norma técnica de distribución solo determina el marco general para el sistema de medición avanzada, considerando que es el Anexo Técnico de esta norma el que define los requerimientos funcionales específicos, anexo que fue promulgado en agosto del 2019, bajo una serie de problemas mediáticos ocurridos entre el año 2018 y el año 2019, pasando por tres versiones diferentes de este documento [3].

Para el caso particular de implementación del sistema se consideran las siguientes disposiciones transitorias establecidas por el ente regulador, según el artículo 7-9 de la norma técnica de distribución que se muestran resumidos en la Tabla 5.2.

Tabla 5.2. Disposiciones reglamentarias de avance de instalación del sistema de medición avanzada en Chile. Fuente [2].

Periodo	Avance
Al término del segundo año contado desde la entrada en vigencia de las nuevas fórmulas tarifarias.	Cumplimiento del 15% del parque conectado a cada distribuidora.
Al término del cuarto año contado desde la entrada en vigencia de las nuevas fórmulas tarifarias	Cumplimiento del 40% del parque conectado a cada distribuidora.
Al término del sexto año contado desde la entrada en vigencia de las nuevas fórmulas tarifarias	Cumplimiento del 80% del parque conectado a cada distribuidora.
Al término del séptimo año contado desde la entrada en vigencia de las nuevas fórmulas tarifarias	Cumplimiento del 100% del parque conectado a cada distribuidora.

5.3.3 Inversión de despliegue del sistema

Según lo establecido en la normativa chilena, *“La Ley 21.076²⁴ establece que los medidores y empalmes domiciliarios dejan de ser propiedad de los clientes y pasan a ser propiedad y responsabilidad de las empresas de distribución de electricidad y que “Los decretos tarifarios a que se refieren los artículos 120, 184 y 190, o el que los reemplace, determinarán la forma de incluir en sus fórmulas tarifarias la remuneración de estas instalaciones, así como las condiciones de aplicación*

²⁴ <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=1115627>

de las tarifas asociadas a ellas”, habilitando a las empresas distribuidoras para instalar nuevos empalmes y medidores de su propiedad, y cobrar a los usuarios los costos de instalación.” [15].

Por la tanto la estructura de inversión de despliegue del sistema AMI en Chile fue considerada inicialmente realizada por las distribuidoras de energía, pero con la recuperación y cobro final al usuario mediante un aumento en la tarifa eléctrica. Según el sitio web ciper²⁵, la inversión del sistema corresponde a más de 6.5 millones de medidores instalados al 2025, con una inversión de aproximadamente USD 1000 millones pagada completamente por los usuarios.

Esta publicación específica del sitio ciper fue la que desató en Chile un estallido social frente a la implementación del sistema AMI, produciendo un importante rechazo ciudadano a la normativa, considerando que el usuario final no percibe beneficio alguno por la inversión a pagar.

5.3.4 Interoperabilidad y estandarización

El consenso encontrado en área de aplicación de las redes inteligentes es que la interoperabilidad implica la posibilidad de comunicación entre dos dispositivos diferentes con casi nulo esfuerzo o configuración, pudiendo ser dos dispositivos de fabricantes diferentes o pudiendo ser dos versiones diferentes del dispositivo desarrollado por el mismo fabricante.

Uno de los puntos importantes a destacar que se pueden inferir directamente desde la definición del término, es que la interoperabilidad tiene la necesaria implicancia del uso de un estándar abierto como única alternativa al cumplimiento de la definición. Para explicar esta afirmación, situemos una red de comunicaciones genérica (de cualquier índole), donde se utilizaría un estándar cerrado creado por uno de los posibles fabricantes de los dispositivos para las transmisiones de datos,

¿podrían otros fabricantes tener acceso al estándar? Es evidente que cualquier forma de lograr la interoperabilidad como tal, implica la apertura del estándar. Cualquier otro caso que se pueda revisar del ejemplo implica la dominación de la tecnología por uno de los fabricantes. En conclusión, no es posible lograr interoperabilidad completa con un estándar cerrado.

En general las definiciones de interoperabilidad encontradas en la literatura son completas y no parciales, es decir por definición la interoperabilidad es completa, sin embargo, en todos los casos se define alguna condición de borde. Ahora dependiendo de las condiciones de borde definidas un sistema puede ser interoperable, pero dentro del borde definido (lo que llamamos interoperabilidad parcial). Por ejemplo, existen módulos de software que se definen interoperables, pero solo funcionan en sistema operativo Linux, es decir, bajo la condición de borde de núcleo Linux los módulos son interoperables.

²⁵ <https://ciperchile.cl/2019/03/01/instalaran-nuevos-medidores-inteligentes-de-electricidad-el-costo-de-us1-000-millones-sera-asumido-por-clientes/>

En todo caso, el uso de algún tipo de interfaz o conversor podría permitir realizar una comunicación forzada entre dos dispositivos de diferente índole y que no usan estándares abiertos. La operación que permitiría este tipo de comunicación se define como “compatibilidad”, y no corresponde a la “interoperabilidad”.

Para el caso chileno, particularmente se realizó la adopción de un estándar específico, en este caso corresponde al estándar IEC 62056, tanto para el caso local como para el caso remoto [3]. IEC 62056 es un estándar que especifica el protocolo DLMS/COSEM. DLMS (Device Language Message Specification) es el conjunto de protocolos desarrollado y mantenido por la Asociación de usuarios de DLMS y ha sido adoptado por IEC 62056. COSEM (Companion Specification for Energy Metering), incluye un conjunto de especificaciones que definen las capas de transporte y aplicación del protocolo DLMS. La Asociación de usuarios de DLMS define los protocolos en un conjunto de cuatro documentos de especificaciones, a saber, Libro verde, Libro amarillo, Libro azul y Libro blanco. El libro azul describe el modelo de objeto del medidor

COSEM y el sistema de identificación de objetos OBIS, el libro verde describe la arquitectura y los protocolos, el libro amarillo trata todas las preguntas relacionadas con las pruebas de conformidad, el libro blanco contiene el glosario de términos. Si un producto pasa la prueba de conformidad especificada en el Libro amarillo, entonces la DLMS UA (DLMS User Association, entidad encargada de mantener el protocolo) emite una certificación de conformidad con DLMS / COSEM. El protocolo DLMS / COSEM no es específico para la medición de la electricidad, también se utiliza para la medición de gas, agua y calefacción.

5.3.5 Privacidad y gobernanza de los datos

Respecto a la gobernanza de los datos, la norma chilena establece que la distribuidora puede hacer uso de estos solo para facturación y/o operación de la red de distribución del sistema. También se establece que cualquier uso no autorizado expresamente por el usuario y que tenga fines diferentes a los mencionados será penado por ley, todo en concordancia de la ley 19.628²⁶, sobre la protección de la vida privada.

En Chile para este tipo de casos, las empresas privadas condicionan la entrega de algún valor agregado a la autorización de uso de la información. Esta práctica es común en Chile, por esta razón el ente regulador apeló al siguiente párrafo para evitar este tipo de prácticas.

“Las Empresas Distribuidoras no podrán condicionar el ejercicio de los derechos de los Clientes y/o Usuarios y el acceso a su información a que el Cliente y/o Usuario entregue su autorización para que

²⁶ <https://www.leychile.cl/Navegar?idNorma=141599&buscar=19628>

dichas empresas o terceros hagan uso y/o difundan sus datos e información. Del mismo modo, no podrán condicionar el ejercicio de sus derechos y el acceso a su información a que el Cliente y/o Usuario delegue la administración de su información a la Empresa Distribuidora o terceros. Lo anterior es también aplicable en todos los aspectos que se relacionen con la provisión del servicio por parte de la Empresa Distribuidora.” [3].

Por último, se destaca que el usuario tiene derecho total sobre la información de su punto de conexión y estos derechos son irrenunciables, intransferibles y personales. Siendo deber de la distribuidora almacenar y entregar, a requerimiento del cliente, la información de respaldo de 2 años, en algún formato genérico y en el tiempo que la normativa lo indique.

5.3.6 Ciberseguridad

La normativa chilena, incorpora un apartado sobre seguridad de los datos y las comunicaciones. Este apartado es el título 6-2 del anexo técnico [3]. El apartado se reduce a los siguientes aspectos a considerar sobre la seguridad, según se muestra en la Tabla 5.3.

Tabla 5.3. Disposiciones reglamentarias de seguridad. Fuente [3].

Tipo	Exigencia de la normativa chilena
Exigencias Generales de Seguridad	Exigencias generales de seguridad.
Control de Acceso y Uso	Usuarios y entidades deben estar autenticadas para la operación y comunicación del sistema.
Integridad de Datos	Integridad de los datos transmitidos y de los datos guardados. Integridad del firmware de los equipos.
Confidencialidad de Datos	Privacidad de la información y seguridad de las llaves de encriptación.

La certificación solicitada es ISO 27001 (Information technology - Security techniques - Information security management systems - Requirements) alineada a la guía NISTIR 7628 (Guidelines for Smart Grid Cyber Security) de ciberseguridad en redes inteligentes.

5.3.7 Zonas urbanas y rurales (baja concentración de clientes)

La normativa chilena realiza una subdivisión de las zonas de concesión, incorporando dos variables, comuna y empresa, es decir, cada zona está caracterizada por un par distribuidora-comuna. De esta forma dependiendo del cociente entre la cantidad de usuarios y la superficie en km², se obtiene el indicador que determina si la zona caracterizada por el par distribuidora-comuna corresponde a una zona de alta, media o baja de concentración de clientes. Para el caso se considera baja concentración de cliente una densidad mayor que 100 y menor que 300 [medidores de clientes / km²].

La primera versión de la norma no contempló cambios en el cumplimiento de los requisitos para AMI, independiente de la concentración de clientes en una determinada zona. Durante el proceso de generación del anexo y las consultas públicas realizadas, se presentaron diferentes aspectos prácticos y estudios realizados por las mismas distribuidoras de energía para casos (principalmente rurales) donde existe baja densidad. De este ejercicio se concluyó que los costos de comunicación serían muy superiores en zonas de baja densidad frente a las zonas pobladas.

En virtud de la información recabada y las solicitudes formales de las distribuidoras con zonas de concesión de baja densidad, se presentó en la última versión del anexo técnico [3], una disposición transitoria, que podrá ser válida solo por 4 años y que produce una relajación en los requerimientos para las zonas declaradas con baja concentración de clientes. alguna de las disposiciones más relevantes de relajación de requerimientos es:

- No será exigible lo dispuesto en el artículo 4-5 del presente Anexo Técnico. En su reemplazo, deberán medir en intervalos de, al menos, 60 minutos. En comparación con 15 minutos en estado de funcionamiento normal.
- Todos los datos entregados por el Medidor deben estar identificados de acuerdo con lo dispuesto por la norma IEC 62056-6-1:2017 o ANSI C12.19:2008.
- Para el acceso local al sistema se considera ampliar los estándares utilizados a IEC 62056, ANSI C12.22 y ANSI C12.18.
- Para acceso remoto al sistema se amplía a los siguientes estándares IEC 62056 y ANSI C12.18.
- Relajación de los indicadores de calidad de servicio del sistema.

Una vez transcurridos los 4 años, las distribuidoras deberán cumplir con lo establecido en la normativa sin las excepciones antes mencionadas (caducidad de la relajación).

5.3.8 Pilotos existentes

Enel, corresponde a la distribuidora más grande de Chile, con área de concesión en la capital Santiago. Actualmente Enel tiene un parque instalados de medidores inteligentes de su propiedad y de su fabricación de aproximadamente 180.000 equipos. La confección de estos equipos se realiza mediante especificación técnica Meter & More, que corresponde a un protocolo de comunicación para PLC de carácter privado y cerrado, lo que dificulta enormemente un plan de interoperabilidad para la red concesionada de Enel.

Para mercados y/o tecnologías emergentes, el dejar excluidos protocolos cerrados o abiertos de uso interno, como resultado de la adopción de un solo estándar generalizado, reduce las opciones técnico-económicas de la implementación. Esto se puede traducir en que las empresas deban usar otras soluciones que cumplan con el estándar a un mayor costo. El mayor costo finalmente será absorbido por la empresa o será transferido al usuario a cuenta de las instalaciones requeridas.

5.3.9 Otros aspectos importantes

5.3.9.1 Consideraciones sobre el Head End System

Dentro del modelo propuesto en Chile, tiene la siguiente definición para el HES:

“1. Head End System o HES: Sistema centralizado que permite el control y gestión de los distintos componentes del SMMC. El HES se puede dividir en dos submódulos:

1.1. Unidad de Procesamiento: Recibe la información proveniente de las Unidades de Medida y/o Unidades Concentradoras, tales como Evento SMMC y Alarmas, registrándola en la Base de Datos Central. Examina la información recibida y genera las Alarmas pertinentes.

1.2. Unidad de gestión: Monitorea y controla los distintos componentes del SMMC, la gestión centralizada de los datos del sistema, la detección de Eventos SMMC y las Alarmas generados por la Unidad de Procesamiento, entre otras. Además, es el encargado de instruir la sincronización horaria.” [3].

En el modelo chileno, el HES es un componente dentro del Sistema de Gestión y Operación. Con respecto a la elección de un software o arquitectura específica, la normativa chilena no hace referencia. Se especifican una serie de requisitos funcionales para el Sistema de Gestión y Operación, y a partir del cumplimiento de estos requisitos es posible obtener una referencia para el HES.

5.3.9.2 Consideraciones sobre la unidad concentradora

Cabe mencionar que, para caso particular de la Unidad Concentrador, equipo que es opcional dentro del modelo propuesto en Chile. Dentro de la normativa chilena se tiene la siguiente definición:

“La Unidad Concentradora es un componente que opera como puerta de enlace entre una o más unidades de medida y el sistema de gestión y operación del SMMC. Dependiendo de la tecnología del SMMC, la unidad concentradora puede no ser un componente necesario del sistema.

La Unidad Concentradora puede actuar como puerto de enlace con los Medidores para la obtención de datos de medición, el envío de comandos hacia las Unidades de Medida, además de la transmisión de los datos almacenados y alarmas hacia el Sistema de Gestión y Operación a distancia.”[3].

En general esta unidad tiene tres principales razones de existencia en las diferentes tecnologías encontradas sobre este tipo de sistemas en el mundo:

- Funciona como interfaz de comunicaciones debido a la limitación técnica de la tecnología de comunicaciones para realizar el enlace directo al Sistema de Gestión y Operación.
- Funciona como acumulador de información, es decir, la información de muchas unidades de medida queda almacenadas en una sola unidad concentradora simplificando la arquitectura de comunicaciones.

- Funciona como punto común de conexión local en terreno de muchas unidades de medida ahorrando tiempo y costos en mantenimiento y operación.

En síntesis, la naturaleza de la Unidad Concentradora puede ser categorizada como parte de las unidades de medida o como parte de las comunicaciones. Nuestra recomendación es asumir a la Unidad Concentrador como una unidad opcional, incluida como parte interna de la Unidad de Medida.

Como consideración importante es que la unidad concentradora debe actuar siempre como interfaz con respecto a los datos de comunicación y no debería realizar ningún procesamiento sobre los datos de consumo extraídos, de esta forma se reduce la posibilidad de falla en la integridad de los datos.

5.4 Análisis de la norma técnica colombiana NTC 6079

En este capítulo se analizarán, desde la mirada del caso de implementación chileno, los principales aspectos y recomendaciones para la normativa colombiana NTC 6079.

5.4.1 Arquitectura del Sistema AMI

En el análisis detallado de la norma NTC 6079, con bases en la experiencia del caso chileno, se presenta inicialmente la arquitectura AMI propuesta (Figura 5.3). La arquitectura propuesta, de igual manera que la primera versión de la norma chilena, no contempla la definición y especificación de las interfaces de comunicación entre dispositivos. Se recomienda definir estas interfaces y sus alcances generales en la normativa, considerando el ejemplo mostrado en la Figura 5.3.

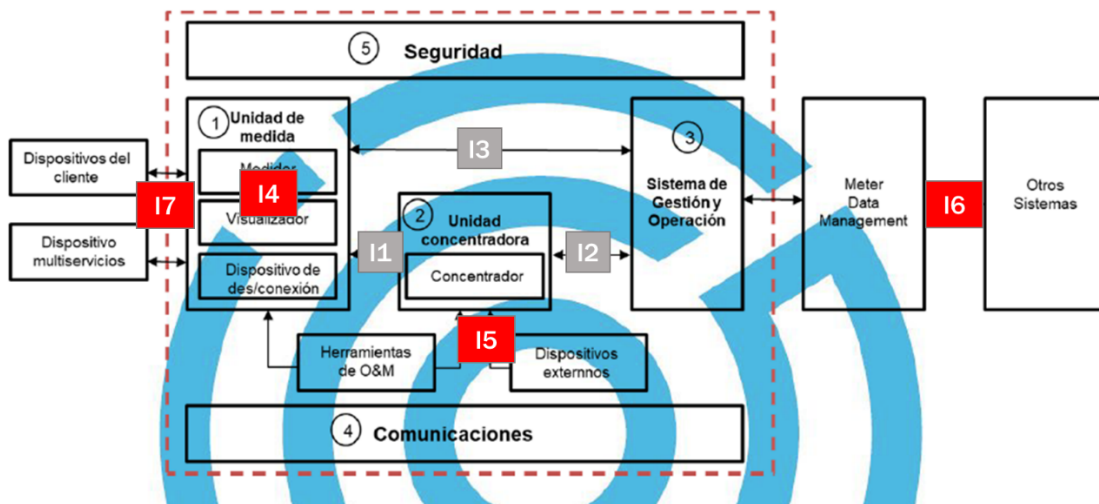


Figura 5.3. Arquitectura AMI propuesta por NTC 6079. Fuente NTC 6079.

Las interfaces I1, I2 e I3 se definen en la norma NTC 6079, esto es la definición de la comunicación de la unidad de medida con la unidad concentradora, la comunicación de la unidad concentradora con el sistema de gestión y operación y la comunicación de la unidad de medida directamente con el sistema de gestión y operación respectivamente.

Se propone incorporar la definición de las interfaces I4, I5, I6 e I7. Algunos ejemplos de propuesta de texto son las siguientes:

- Interfaz Medidor – Visualizador (I4): La interfaz I4 permite la comunicación directa desde el medidor a uno (o varios) visualizador (es) externo (s). Esta interfaz debe ser solo de lectura de información.
- Interfaz Unidad Concentradora – Dispositivos externos/herramientas de O&M (I5): La interfaz I5 permite la comunicación local de información a través de la unidad de medida o de la unidad concentrador (en caso de existir), esta interfaz tiene como principal finalidad la prestación de servicios de operación y mantenimiento de la red. Los permisos podrán ser de lectura o escritura, dependiendo del tipo de usuario en el acceso. Esta interfaz también podrá a ser usada para servicios complementarios de red.
- Interfaz MDM – Otros Sistemas (I6): Interfaz que dispone la información del sistema ya procesada y validada para otros interesados (como por ejemplo regulación, servicios complementarios, operación de la red, etc).
- Interfaz Unidad de medida – Dispositivos externos (I7): Esta interfaz permite la conexión directa de un dispositivo externo a los datos del medidor. Tiene como finalidad la prestación de servicios adicionales mediante la información del medidor (como por ejemplo domótica o control de carga, control de reactivos, etc). Esta interfaz solo debe tener permisos de lectura y es unidireccional.

5.4.2 Requisitos de la unidad de medida

La unidad de medida corresponde al primer actor un sistema de medición avanzada. Este concepto tiene como principal función “medir” los parámetros eléctricos físicos, convertirlos en datos digitales, almacenarlos y transmitirlos a través de la interfaz de comunicaciones destinadas para esto. En general la unidad de medida se compone de diferentes partes, las cuales son: medidor, visualizador y la unidad de conexión/desconexión.

En diversas arquitecturas y como modelo utilizado en Europa, existen una gran cantidad de dispositivos de medida con la capacidad de múltiples visualizadores para el hogar. En especial en la norma NTC6079 no se aprecian definiciones respecto a este tipo de dispositivos. Por lo tanto, se recomienda añadir algunas consideraciones especiales las cuales se sugieren en el apartado siguiente.

5.4.2.1 Comunicación Medidor – Visualizador

En el caso particular de unidades de medida con visualización de cuerpo separado o duplicado, se recomienda especificar la comunicación que permite intercambiar información entre la unidad de medida y el visualizador. Se recomienda realizar alguna descripción y requerimientos mínimos para este tipo de comunicación. Se recomienda especificar y agregar lo siguiente:

- La comunicación debe cumplir con las mismas especificaciones técnicas descritas en el capítulo de comunicaciones.
- El protocolo debe cumplir con las mismas especificaciones de seguridad descritas en el capítulo de seguridad.
- La actualización del visualizador debe ser realizada de manera eventual, logrando con esto que el tiempo de refresco para cada visualizador sea diferente (de carácter aleatorio) y no saturar la red. Esto se puede realizar mediante parámetros de tiempo aleatorios o mediante la actualización eventual según uso (por ejemplo, cada vez que la unidad de medida registre un incremento de 1 kWh como se indicó en Brasil).
- Si bien se puede utilizar cualquier interfaz ya sea cableada o inalámbrica, se debe dar prioridad a la comunicación inalámbrica o PLC, para no incorporar líneas adicionales a la energía en los empalmes.
- Definir tasa mínima de refresco, se recomienda 15 minutos máximos de intervalo de tiempo de actualización al producirse un cambio en un entero de kWh.
- Incorporar alarma visual cuando el visualizador detecte pérdida de comunicación con la Unidad de Medida o Unidad Concentrador que debe actualizarlo.

Se recomienda que en todos los casos sea la Unidad de Medida o la Unidad Concentradora quien directamente realice el envío de información para actualización del visualizador. No se recomienda por ningún motivo que la actualización del visualizador sea realizada desde el Sistema de Operación y Gestión, ya que produciría una congestión importante en la red y retraso en los tiempos de actualización.

5.4.2.2 Variables para visualizar

El visualizador, como tal, debe mostrar variables eléctricas. Se sugiere indicar lo siguiente:

- Agregar unidades de medida y sistema de medición utilizado para todas las variables que el sistema visualiza. Recomendable es el uso de un sistema de medida estándar para todo el país.
- Utilizar formato de hora en formato estandarizado en todo el país (formato oficial).
- Capacidad de recepción de mensaje al usuario desde el Sistema de Gestión y Operación directamente dentro de 15 minutos como máximo.

5.4.2.3. Funcionalidades complementarias

Para los casos de experiencias anteriores revisadas, se pudo apreciar la tendencia a implementar funcionalidades adicionales de la unidad de medida, se procede a detallar las más importantes registradas:

- a) Funcionalidad “último suspiro”. Mediante algún dispositivo pequeño de almacenamiento de energía y frente a un evento de desconexión, el equipo emite un mensaje con el respectivo aviso de desconexión, para posteriormente dejar de funcionar. Este tipo de mensajería permite determinar con mayor velocidad la caída de suministro de sectores entre otras ventajas.
- b) Política de actualización de firmware del equipo. La normativa brasileña no permite la actualización del firmware de la unidad de medida bajo ningún parámetro, ni local ni remoto. Se recomienda la revisión y discusión del punto, ya que la actualización remota tiene dos brechas de seguridad importante: 1) la posibilidad de actualización de firmware malicioso y 2) la congestión de la red considerando que el tamaño del firmware debería corresponder a miles de mensajes de comunicación en el sistema AMI.
- c) Política de procesamiento de los datos. Se recomienda el mínimo procesamiento de información de los datos obtenidos, para así reducir los puntos de falla en el sistema.

5.4.3 Requisito de las comunicaciones

Se detallan los requisitos recomendados para el sistema AMI en materia de comunicaciones.

5.4.3.1 Consideraciones sobre el monitoreo de la red de comunicaciones

En sistemas intensivos en comunicaciones y con alta cantidad de flujo y criticalidad en las comunicaciones suele ser necesario o recomendable el uso de sistemas de monitoreo remoto del estado de la comunicación, en forma constante y con indicadores objetivos de medición.

5.4.3.2 Consideraciones sobre la emisión de señales RF

En el análisis desarrollado de los productos existentes en el mercado, se pudo apreciar que la tecnología de radiofrecuencia es ampliamente utilizada para interfaces de comunicación de sistemas AMI.

Las limitaciones en los tiempos de transmisión y la irradiación de potencia en las señales de radio en general esta normada y en muchas ocasiones se deben realizar un pago por uso de un determinado ancho de banda del espectro, el caso de Chile no es la excepción.

Se sugiere agregar normativas en telecomunicaciones como parte del despliegue de AMI para los casos de transmisión con radiofrecuencia (En Chile por ejemplo la Resolución Exenta N° 755 de 2005²⁷ para bandas de frecuencia libres).

5.4.3.3 Consideraciones sobre la comunicación PLC

En los análisis desarrollados en experiencias internacionales y referente a las entrevistas realizadas a diferentes actores del sistema eléctrico (para el caso chileno) se ha llegado a las siguientes consideraciones sobre la tecnología PLC:

- No se recomienda el uso de tecnologías BroadBand debido que su costo, el cual es mucho a mayor a las otras tecnologías. Una de sus ventajas son la gran tasa de transferencia, pero el costo de la alta frecuencia portadora es una mayor atenuación de la señal, esto sumado a las complejas características del canal de transmisión: impedancias bajas, capacitancias distribuidas y uniones de alimentadores.
- No se recomienda el uso de tecnologías Ultra Narrow Band (como TWACS) debido a que, si bien presentan el mayor desempeño en distancia de cobertura, corresponden a tecnologías de muy baja tasa de transferencia de información creadas principalmente con la finalidad de facturación, es decir, la necesidad de un dato mensual y no para el uso deseado en una plataforma de medición inteligente.
- No se recomienda el uso de tecnología PLC sobre redes de distribución con conductores de aleación de aluminio, debido a la gran atenuación de la señal que estos presentan.
- En las experiencias internacionales los mejores resultados han sido obtenidos en tecnologías Narrow Band, como por ejemplo G3, Meter&More o prime (bandas entre 100 y 500 khz de portadora) principalmente por ser una buena solución de compromiso entre cobertura de distancia, velocidad de transferencia y costo.
- Referente al desempeño, la red PLC corresponde a un canal de comunicación muy hostil. Estas adversidades principalmente son: atenuación de la señal por impedancias bajas de la red, cambios de ganancia debido a cambios de impedancia aleatorios, refracción de la onda por uniones de cables, atenuación debido a la capacitancia e inductancia distribuida en la línea de tensión. Al revisar la experiencia internacional en estos ámbitos, se recomienda solicitar rendimientos de comunicación PLC de máximo 90%.

5.4.4 Seguridad

La seguridad de los datos la constituyen todas las funcionalidades que permitan proteger los datos de principalmente en la etapa de transporte y almacenamiento. En general un sistema de seguridad está compuesto por diferentes aspectos, tales como: protocolos, procedimientos, verificaciones, cifrado, etc.

²⁷ <https://www.chileatiende.gob.cl/fichas/18375-certificacion-de-equipos-de-telecomunicaciones>

5.4.4.1 Sobre la transversalidad de la seguridad

La seguridad como dimensión transversal entre todos los subsistemas y componentes de la plataforma AMI, debe ser considerada como tal. Debido a esto como origen del análisis del capítulo parece pertinente especificar la seguridad de cada uno de los componentes.

5.4.4.2 Sobre las definiciones de los conceptos en seguridad

Se refinen los principales conceptos a considerar en los aspectos inherentes a la seguridad de los datos.

1. Seguridad: Estándares, protocolos, métodos, reglas y herramientas que permiten minimizar los riesgos de la infraestructura informática y, especialmente, la información contenida en una computadora o circulante a través de las redes de computadoras.
2. Integridad: atributo o cualidad que es inherente a la información cuando se considera exacta, completa, homogénea, sólida y coherente con la intención de los creadores de los datos que la conforman.
3. Privacidad: es el aspecto del sistema que se ocupa de la capacidad que se tiene para determinar qué datos en un sistema pueden ser o no compartidos con terceros.
4. Autenticación: capacidad de un sistema de determinar con un mínimo riesgo que el emisor de un mensaje es quien dice ser.
5. Legitimidad: Capacidad del sistema para determinar si un software es la versión que dice ser o que debería ser.

5.4.4.3 Seguridad en la Unidad de medida

En la Tabla 5.4, se muestra un cuadro resumen de sugerencia de seguridad en la unidad de medida.

Tabla 5.4. Cuadro resumen de aspectos sugeridos en la seguridad de las unidades de medida

Dimensión	Aspecto de seguridad a incorporar
Firmware	Procedimiento automático de verificación de integridad. Procedimiento de auditoría para legitimidad de la versión instalada. Actualización remota del firmware segura ²⁸ .

²⁸ Referente a la actualización de firmware remota, cabe destacar que normativas como la brasileña no permiten actualización de firmware (remota o local) por considerarlo una falla importante de seguridad, para modificar firmware es necesario realizar nueva homologación del sistema.

Por otro lado, actualización remota del firmware podría causar una congestión importante de la red, considerar que un firmware tiene al menos 32 kBytes de información en los equipos más pequeños, transmitir

Datos	Procedimiento de revisión de integridad. Generación de alarma frente a la pérdida de integridad.
Interfaz de comunicación	Solo responder comunicación de entidades que cuenten con la debida autorización (generación de alarma a intentos no autorizados).
Chasis	Detección de apertura de caja del equipo y/o detección de caja empalme.

5.4.5 Estándares

Para la revisión de la norma colombiana NTC 6079, se pudo apreciar la adopción de una política multi-estándar en el sistema. Para el caso se consideró específicamente los siguientes estándares: IEC 62056, ANSI C12.22, ANSI C12.18 y CLC/TS 50568-8:2015. Esto corresponde a una política multi-estándares, que tiene ventajas y desventajas. Esta opción es menos recomendable que la adopción unitaria, sin embargo, permite disminuir las brechas en las desventajas existente de la estandarización unitaria. Las ventajas y desventajas revisadas en la Tabla 5.5.

Tabla 5.5. Ventajas y desventajas de la adopción estándares diferenciados. Fuente elaboración Centro Energía Universidad de Chile.

Ventajas	Desventajas
Escalabilidad del sistema, a nivel parcial.	No existe interoperabilidad completa a nivel nacional. Interoperabilidad solo entre equipos o entidades que adopten el mismo estándar.
Mercado de agregación de valor. Posibilidad de agregación de dispositivos, de manera simple, como interfaces para el consumidor de energía.	No existe estabilidad nacional automática. En este aspecto se debería recurrir a la compatibilidad entre estándares.
Para los casos disímiles en cuanto a densidad de usuarios por superficie, es posible adopción de estándares a medida que permitan una distribución de costos de comunicación más equitativo.	Complicación en la forma de elegir cada estándar según área.
Dimensión del estándar adecuado según necesidad del área correspondiente. Por ejemplo, necesidades de Bogotá diferentes a las necesidades de las regiones menos pobladas.	

esa cantidad de información por una red de bajo desempeño como el PLC puede traer una serie de problemas de comunicación.

Pensando en los aspectos futuros para la incorporación de un gestor de datos, operador de comunicaciones y comercializador de energía, parece necesario cumplir con la interoperabilidad como algo obligatorio. Debido a esto se sugiere la adopción de un estándar nacional para el despliegue de AMI en Colombia, salvo casos específicos.

5.4.6 Auditoría u homologación

La norma NTC 6079 no contempla la homologación inicial y la auditoría de los equipos que componen AMI. Se sugiere el siguiente procedimiento para la homologación y auditoría al igual que lo presentado en el caso chileno.

- a) Generación de una certificación inicial. Todo despliegue normado, en primera instancia, consta de una certificación inicial, que considera que un organismo certificado externo, pueda dar fe que se cumple con lo mínimo requerido en la normativa. Se propone generación de estamentos (por definición no relacionado) los cuales pueden ser privados, públicos o académicos que pueden certificar cumplimiento de al menos una lista crítica de requerimientos.
- b) Generación de plan de trabajo para cumplimiento de observaciones. Distribuidoras deben realizar cumplimiento de las observaciones no críticas en un plazo de 2 años según plan estipulado. En caso de que una observación sea repetida se incorpora a la lista crítica.
- c) Realizar las auditorías cada 2 años independiente de existir o no observaciones pendientes.
- d) Cualquier cambio relacionado a la medición directa de los equipos de medida, debe ser informado y se debe realizar la certificación nuevamente.

5.4.7 Desafíos futuros en el despliegue de AMI

La normalización y despliegue de AMI no está exento de algunos desafíos importantes los cuales deben ser previstos, el caso chileno no fue la excepción. Por esta razón se sugiere tomar las consideraciones respectivas en el caso colombiano.

5.4.7.1 Uso de Información generada por los SMMC por parte de las Distribuidoras

Se postula en varios trabajos revisados, un tema muy importante y es la rentabilidad de la inversión asociada a la incorporación de un sistema de medición inteligente. Muchos autores asumen que no es justificable realizar una inversión significativa para las distribuidoras en el cambio de los medidores actuales a medidores inteligentes, solo con la finalidad de obtener información de lectura de datos del suministro eléctrico. Por esta razón la tendencia es a generar un mercado de servicios o utilidades adicionales, basado en la información obtenida, con el fin de aumentar la rentabilidad de estos sistemas.

Por citar un ejemplo se propone mejorar la gestión de la carga aprovechando el uso de la electricidad de todos los clientes cuando existan muchos medidores inteligentes conectados a la red. Actualmente en muchos lugares, aún se estima la carga máxima de los transformadores en forma

estadística mediante el uso mensual de los datos de consumo de energía y la capacidad necesaria seleccionada de cada transformador en caso de sustituirlos debido al envejecimiento. Sin embargo, en el futuro se podrá seleccionar la capacidad de transformador más apropiada por la carga real con los datos de los medidores inteligentes. Además, al fijar un umbral para diferentes instalaciones de distribución basadas en las características de carga y en la especificación de cada equipo, se puede estimar el tiempo para reemplazarlas con mayor precisión. Por otro lado, se espera que mejore el servicio al cliente mediante la utilización del envío de datos mediante medidores y crear múltiples efectos combinando datos de medidores inteligentes y otros datos de sensores de diversas índoles.

Dentro de los usos adicionales propuestos en los trabajos estudiados se pueden citar los siguientes:

1. Data Mining: Cálculos de perfiles de carga, estudio de componentes de la red y cambios en ella, perfiles de falla en las redes, demanda flexible, etc.
2. Identificación de topología de red: Topologías relacionadas con cambios no informados, conexiones no autorizadas, desconexiones no autorizadas, etc.
3. Mitigación de pérdidas en la red: Pérdidas técnicas o pérdidas no técnicas (en general robo de energía).
4. Estimación en tiempo real de potencia para ERNC.
5. Estimación de parámetros de red en micro-redes para permitir la conexión de autogeneración y mantener datos en forma permanente.
6. Detección de falla en equipos dentro de la red eléctrica o predicción de estas.

5.4.7.2 Opiniones adversas y desafíos del SMMC en el futuro

Como todo sistema de procesamiento de información, en donde se realiza un cambio en el paradigma utilizado por un largo tiempo, se presenta una importante resistencia al cambio y una serie de controversias en torno al proceso de implementación. Por citar alguno, en USA, 19 de los 60 estados se han opuesto públicamente a la instalación de Smart Meter para el desarrollo de una red inteligente. Además, es sabido que todo nuevo sistema tiene ventajas, pero también desventajas, estas últimas generalmente toman protagonismo en el proceso de cambio. En este apartado se expresa la opinión internacional adversas a los sistemas de medición inteligentes.

Las principales razones observadas en la experiencia internacional son:

- Entendimiento de la sociedad comúnmente de que las cuentas de consumo de energía aumentan. Efecto comprobado principalmente por la tendencia a los equipos de medición de “marcar un consume menor” con el tiempo y sumado a la precisión que traen las nuevas tecnologías en los consumos pequeños.
- Se atribuye quema de equipos e incendio en casas a equipos de medición que han tenido problemas. En general estos problemas se presentan dentro del rango normal de falla de cualquier equipo eléctrico.

- Se atribuyen interrupciones en transmisiones de radio por uso del espectro.
- Se atribuye problemas de salud orientado a la radiación electromagnética.
- Se atribuyen problemas de privacidad en los comportamientos de las personas derivados del consumo de energía.
- Obsolescencia tecnológica, por ejemplo, en los años 2000 a 2012 se generaron grandes instalaciones con concentradores conectados a la red GSM y GRPS. Actualmente velocidad de ese tipo de tecnología no cumple ninguna normativa presente.
- Estimación de lecturas por parte de los Medidores: En países se utilizó tecnología de estimación, para casos de pérdida de comunicación en los sistemas de medición, generando cuentas de varios pesos a sus usuarios y en ocasiones deudas a otros.
- Baja señal de comunicación: Señal deficiente por conceptos físicos de la instalación (paredes, árboles, etc). Incremento en el costo y/o no lectura de datos. Smart Meters sin comunicación funcionan en algunos casos entregando menos información que un medidor convencional.
- Visualizadores incomprensibles: Las unidades de visualización vinculadas a los medidores inteligentes son crudas y difíciles de entender, en ocasiones no generan beneficios para el usuario.
- Poca evidencia de ahorro en energía: Hay poca evidencia de que estos sistemas ahorren energía o dinero, inicialmente se instalaron este tipo de sistemas esperando obtener ahorros en el largo plazo (Europa).
- Problemas en la instalación: Daños por instalación de forma incorrecta y medidores cruzados (visualizadores y medidores instalados de manera cruzada entre clientes cercanos).
- En muchos países se ha presentado una serie de complicaciones en la aprobación de proyectos o normativas referentes a sistemas de medición inteligente, por el alto costo inversión y mantenimiento del sistema sobre las actuales soluciones sin comunicación.
- Complicación en la adquisición de la información adquirida en los sistemas de medición, monitoreo y control por complejidad y volumen de esta.

5.4.7.3 Desafíos futuros según experiencia internacional

De todas las experiencias revisadas en este estudio, se realizó un catastro con los principales desafíos que se han presentado en los sistemas de medición inteligentes. Estos desafíos son:

1. Sistema de comunicación.

Uno de los principales desafíos de AMI es Desarrollo de redes de comunicación que permitan realizar la transmisión de datos de forma segura, rápida y aun costo razonable. Es un problema en general el lograr la comunicación de todas las unidades de medida de energía por la conectividad necesaria. Actualmente se trabaja principalmente en la investigación de dos principales áreas de

comunicación para la red de acceso al campo: Comunicación inalámbrica (generalmente Wireless Frequency Hopping) y transmisión de datos por la línea de tensión PLC (Power Line Communications).

2. Privacidad de la información.

Otro punto importante y bastante concurrido, dentro de los desafíos de los sistemas de medición inteligentes, es la privacidad de la información. Una gran cantidad de datos generados y transmitidos por diferentes redes y sistemas necesitan políticas y técnicas claras de mantención de privacidad. Actualmente se estudian y desarrollan nuevas técnicas de privacidad de la información, principalmente mediante la adición de ruido controlado a la comunicación o cifrado de la información.

3. Compresión de información.

Importante también para el sistema es la gran cantidad de datos que una plataforma como la descrita puede generar. La transmisión de estos datos puede tener limitaciones técnicas y/o altos costos. Actualmente existen varios desarrollos en el ámbito de las técnicas de compresión de datos (principalmente sin pérdidas) que permiten la eliminación de la información no redundante para así optimizar la cantidad de información transmitida.

4. Minería de datos y Big Data.

Como ya fue mencionado en el punto anterior los sistemas de medición inteligentes generan una gran cantidad de datos los cuales es complejo transmitir, pero además también existe complejidad en procesar esta información y encontrar patrones que permitan optimizar el sistema. Según la bibliografía revisada se está trabajando en diferentes metodologías para el procesamiento de la información, entre ellas se puede mencionar PCA (análisis de componentes principales), WDT (Wavelets), matemáticas y estadística, etc. El principal objetivo es poder determinar patrones de consumo, perfiles de carga y la predicción de fallas en la red eléctrica.

5. Aplicaciones que permitan agregar valor.

Muchos de los desafíos actuales se centran en la búsqueda de aplicaciones adicionales para estos sistemas. La idea principal es sumar aplicaciones que permitan agregar valor al sistema y fomentar la inversión. Actuales trabajos se centran en la transmisión de información de precios instantáneos, cálculo de perfiles de carga, cálculos y optimización para incorporación de ERNC, topología de red, etc.

5.5 Conclusiones y recomendaciones del análisis

Se establecieron los puntos sugeridos para analizar, por la comisión en Colombia, sobre el caso chileno normativo de medición avanzada del año 2017 a 2019. La relevancia de los casos escogidos por el Centro de Energía de la Universidad de Chile se realizó en base a: temas ampliamente discutidos en las mesas abiertas de trabajo, temáticas socialmente discutibles a nivel público y temas de soluciones de compromiso entre los interesados. Se recomienda a la comisión en Colombia revisar la relevancia de estos aspectos con el caso propio.

El documento NTC 6079 de INCONTEC, en general, se formula acorde a lo verificado y revisado en las normativas internacionales de la región (Brasil y Chile²⁹) y también de acuerdo con la evolución de la normativa europea en las etapas iniciales de los sistemas AMI. Se sugiere realizar una revisión de las temáticas expresadas, ya que en fueron relevantes en el caso chileno. Estas temáticas son: la definición de interfaces de comunicación, las consideraciones sobre visualizador de energía, estandarización de protocolos y modelo de datos, ciberseguridad entre otros.

Del documento NTC 6079, se pudo también destacar algunos aspectos que, según el caso de Chile, para el Centro de Energía son considerados aciertos. Estos aspectos son: la definición de un modelo de capas de comunicación basado en el modelo OSI, la definición de características del medidor como la verificación del polo de carga y la medición en cuatro cuadrantes, y la especificación de la estandarización capa de aplicación y la posibilidad de otras alternativas para capas bajas del modelo.

Respecto a los desafíos futuros observados en experiencias internacionales y la documentación científica, es importante establecer una visión del sistema. Por lo que la normativa debiera considerarla con el propósito de evitar obsolescencia tecnológica (fijación de estándares para tecnologías) y más bien adecuarse al desarrollo tecnológico con el propósito de que se eviten modificaciones inmediatas o en el corto plazo de la normativa.

²⁹ Proceso en evolución prácticamente paralelo al desarrollo regulatorio de Chile y Brasil.

6 REFERENCIAS

- [1] T Paraskevagos. U.S. Patent 3,842,208 (Sensor Monitoring Device). 1974
- [2] CNE Chile, Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución, 2017.
- [3] CNE Chile, Anexo Técnico de Sistemas de Medición, Monitoreo y Control, 2019.
- [4] INCONTEC, NTC 6079, Requisitos para el sistema de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía, 2014.
- [5] Diario Oficial de la Unión Europea, “20 DIRECTIVA 2009/72/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 13 de julio de 2009 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se deroga la Directiva 2003/54/CE,” 2009.
- [6] Legifrance, “21 Ordonnance n° 2011-504 du 9 mai 2011 portant codification de la partie législative du code de l’énergie.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000023974937&categorieLien=id>. [Accessed: 13-Aug-2018].
- [7] Legifrance, “22 Arrêté du 4 janvier 2012 pris en application de l’article 4 du décret n° 2010-1022 du 31 août 2010 relatif aux dispositifs de comptage sur les réseaux publics d’électricité.” [Online]. Available: <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000025126353&categorieLien=i>. [Accessed: 13-Aug-2018].
- [8] T. y C. M. de I. Gobierno de España, Boletín Oficial del Estado, “15 Real Decreto 1110/2007, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico,” pp. 39355–39357, 2015
- [9] BOE núm. 312, “24 ORDEN ITC/3860/2007, de 28 de diciembre, por la que se revisan las tarifas eléctricas a partir del 1 de enero de 2008,” 2008
- [10] La Autoridad para la energía eléctrica, el gas y el sistema hídrico, “26 Allegato alla Deliberazione n. 292/06 con modifichie ed integrazioni apportate con le deliberazioni 26 settembre 2007,” 2010..
- [11] ANEEL, “28 Resolução Normativa No 502/2012,” vol. 4, pp. 7–10, 2012.
- [12] ANEEL. Nota Técnica N° 0044/2010-SRD/ANEEL - Instauração de Audiência Pública no intuito de coletar subsídios para Resolução Normativa acerca da implantação de medidores eletrônicos em unidades consumidoras do Grupo B. 2009.
- [13] Noelia Uribe-Pérez, Luis Hernández, David de la Vega and Itziar Angulo. State of the Art and Trends Review of Smart Metering in Electricity Grids. Applied Sciences, 2016.
- [14] Kirkpatrick, K.; Gohn, B. Smart Grid Networking and Communications; Research Report; Pike Research: Boulder,CO, USA, 2012.
- [15] Biblioteca del congreso Nacional de Chile, "Asesoría Técnica Parlamentariam Medidores Inteligentes Distorsiones en las lecturas de consumo", marzo 2019.

- [16] Documento Internacional da Organização Internacional de Metrologia Legal – OIML D31/2008: General Requirements of Software Controlled Measuring Instruments, Brasil.
- [17] Portaria Inmetro nº 011 de 13 de janeiro de 2009, condições mínimas a que deverão satisfazer os software para sistemas distribuídos de medição de energia elétrica para uso em unidades consumidoras. Brasil.
- [18] The Parliamentary Office of Science and Technology London, Smart Metering of Energy and Water, postnote Number 471 July 2014.
- [19] Smart Energy International, How smart water meters save energy, January 10, 2014.
- [20] G. Betta, D. Capriglione, L.Celenza, M.Dell’Isola, L. Ferrigno, G.Ficco, A MULTI-UTILITY SMART METERING ARCHITECTURE TO IMPROVE ENERGY EFFICIENCY, September 4, 2015.
- [21] Antuko Energy S.A., Impacto de la Participación del Agente Comercializador en el Mercado Eléctrico Chilen - Informe Ejecutivo, 03 de Mayo de 2012.
- [22] Javier Rosero, Renato Céspedes, William Montaña, Juan F. Reyes. Definición de la funcionalidad de la Infraestructura de Medición Inteligente para Colombia. V Congreso CIER de la Energía, Bogotá, Agosto de 2017.
- [23] S. Céspedes, A. Cárdenas & T. Iwao. “Comparison of data forwarding mechanisms for AMI networks”, 2012 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), 2012.
- [24] P. Kulkarni, S. Gormus, Z. Fan & F. Ramos. “AMI Mesh networks: A practical solution and its performance evaluation”, IEEE Transactions on Smart Grid. Vol. 3, no. 3, 2012.
- [25] Y. Yan, Y. Qian, H. sharif & D. Tipper. “A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges”, IEEE Communications Surveys & Tutorials. Vol. 15, no. 1, 2012.
- [26] Unión Europea. “Recomendaciones”, Repositorio UE, 2012.
- [27] V.E. Pérez. “Estudio preliminar sobre viabilidad de la implementación de medidores inteligentes de energía en los estratos 1,2 y 3 de Cali”, Trabajo de grado, Facultad de ingeniería-Escuela de ingeniería eléctrica y electrónica. Universidad del Valle, 2013.
- [28] Unión Europea. “Cost-benefit analyses & state of play of smart metering deployment in the EU-27”, Repositorio UE, 2014.
- [29] Unión Europea. “commission staff working document Country fiches for electricity smart metering”, Repositorio UE, 2014.
- [30] CREG. “Actualización del código de medida, Documento CREG 019”, Repositorio CREG. 2014.
- [31] F. O. Cruz. “Impactos en el mercado eléctrico colombiano debido a la implementación de sistemas de medida inteligente para la energía eléctrica”, Trabajo de investigación, Facultad de ciencias económicas, Universidad Nacional de Colombia-Sede Bogotá, 2015.
- [32] Corporación Ruta N. Observatorio CT+i. “Informe No. 1 Área de oportunidad en medición Inteligente”. Recuperado desde www.brainbookn.com, 2015
- [33] Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337), “Smart Grids Colombia Visión 2030, Parte II-Mapa de Ruta: Construcción y Resultados”, Repositorio UPME, 2016.

- [34] UPME & U. Nacional. “Definición de las funcionalidades mínimas de medidores inteligentes para Colombia”, Repositorio UPME, 2016
- [35] GTD Ingenieros consultores. “Estudio de Medidores Inteligentes y su impacto en tarifas”, Repositorio Comisión Nacional de Energía, 2016.
- [36] M. L Grelle. “Cost Benefit Analysis of Smart Meter Deployment for Residential Customers, a Holistic Approach”, Master’s Thesis, EEH – Power System Laboratory, Swiss Federal Institute of Technology Zurich, 2016.
- [37] Carbon Trust. “Informe Final para el proyecto de implementación de Infraestructura de Medición Avanzada, AMI para Colombia”, Repositorio UPME, 2017.
- [38] N. J. Malagón & Z. Y. Chala. “ Análisis de Costo-Beneficio para la implementación de 100.000 medidores inteligentes de energía eléctrica en edificios multifamiliares de Bogotá”, Monografía, Facultad de Medio Ambiente y Recursos Naturales, Universidad Distrital de Francisco José de Caldas, 2017.
- [39] CREG. “Infraestructura de Medición Avanzada”. Repositorio UPME, 2018.
- [40] S. M. Téllez, J. Rosero & R. Céspedes. “Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades”, Artículo de Investigación Colciencias. Convocatoria No. 617. Vol. 36, no 2, 2018.
- [41] UPME, U. Nacional Y U. del Valle. “Proyecto de Gestión de Información basado en Centro de Gestión de Medida Piloto”. Repositorio UPME, 2018.

7 ANEXO – SÍNTESIS DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS DE UN REFERENCIAMIENTO INTERNACIONAL

En las Tablas A.1 a A.3 se presentan el resumen de los beneficios cualitativos y cuantitativos y los costos relacionados encontrados del referenciamiento de los documentos [23]-[39]. Las tablas son una compilación de los diferentes aspectos identificados en varios países y no necesariamente los que deban ser aplicados a Colombia.

Tabla A.1. Beneficios cualitativos

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Incremento en los niveles de competencia entre agentes comercializadores			x		x		
Análisis de la red en tiempo real y gestión eficiente de la demanda	x		x		x		
Accesibilidad al consumo de datos	x		x		x		
Implementar esquema de tarifas diferenciadas		x	x		x		
Servicio al cliente, integración de microgeneración de energía			x		x		
Cambios de comercializador simplificados			x		x		
Gestión eficiente de la demanda			x		x		
Sostenibilidad			x		x		
Aplanamiento de la curva de demanda			x		x		
Aumento de la independencia energética ante desastres naturales			x		x		
Decidir activamente sobre su consumo			x		x		
Home display			x		x		
Soluciones rurales nuevos usuarios residenciales			x		x		

Tabla A.2. Beneficios cuantitativos

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Corte y reconexión del suministro de forma remota		x	x	x		Valor(COP)= [Costo del corte y reconexión (COP/año)] Referencia –[Costo del corte y reconexión (COP/año)] Escenario de despliegue	
Ahorros en costos de comercialización asociados a usuarios prepago		x	x	x		Valor(COP)= [Ahorros en costos de comercialización usuarios prepago (COP/año)] Referencia –[Ahorros en costos de comercialización usuarios prepago (COP/año)] Escenario de despliegue	
Reducción en los costos de lectura de medidores		x	x	x		Valor(COP)= [Costo con lecturas de medidores locales (COP)] Referencia – [Costo estimado de la obtención de lecturas de medidores locales «dispersas» (COP)] Escenario de despliegue donde: [Costo con lecturas de medidor locales (COP)] Referencia = N° de clientes nivel de tensión 1(COP) × Costo histórico de la lectura de contadores/cliente/año (COP) [Costo estimado de la obtención de lecturas de medidores locales «dispersas» (COP)] Escenario de despliegue = [N° de clientes en nivel de tensión 1 × Porcentaje de clientes no incluidos en el despliegue × Costo promedio de las lecturas dispersas por cliente (COP/cliente)] + [N° de clientes en nivel de tensión 1 × Porcentaje de clientes incluidos en el despliegue × Porcentaje de fallos en las comunicaciones (%) × Costo promedio de las lecturas dispersas por cliente (COP/N° de clientes)]	

Tabla A.2. Beneficios cuantitativos (... continuación)

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Reducción de fraudes	x		x	x		Valor(COP) = Porcentaje de clientes con robo de energía (%/100) × Valor del precio medio estimado de la carga de energía no registrada/cliente/año (COP) × Número total de clientes en nivel de tensión 1 (n° de clientes)	
Ingresos recuperados en relación con el fraude en la «potencia contratada»*		x		x		Valor (COP) = Porcentaje de clientes con «fraude en la potencia contratada» (%/100) × Valor del precio estimado de la potencia contratada no pagada/cliente/año (COP) × N° total de clientes en nivel de tensión 1 (n° de clientes)	
Ingresos recuperados en relación con el incremento de la «potencia contratada»*	x			x		Valor (COP) = Porcentaje de clientes que solicitan un incremento de la potencia contratada después de instalado un sistema de contador inteligente (%/100) × Valor medio estimado de los ingresos recuperados debido a dicho incremento (COP) × N° total de clientes en nivel de tensión 1 (n° de clientes)	
Reducción de los costos de facturación		x	x	x		Valor (COP) = [N° de clientes en nivel de tensión 1 × Costo de facturación/cliente/año(COP)] Referencia – [N° de clientes en nivel de tensión 1 × Costo de facturación/cliente/año (COP)] Escenario de despliegue	
Reducción de costos de atención al cliente		x	x	x		Valor(COP) = [N° de clientes en nivel de tensión 1 × Costo de atención al cliente/cliente/año (COP)] Referencia – [N° de clientes en nivel de tensión 1 × costo de atención al cliente/cliente/año (COP)] Escenario de despliegue	

Tabla A.2. Beneficios cuantitativos (... continuación)

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Definición de nuevos perfiles de demanda con base en el estudio de usos	x		x	x			Para el OR traduce eficiencia energética y para el usuario incentivos por permitir la gestión de esta. En otras palabras, reducción de la demanda
Estudio del perfil de demanda horario del mercado de acuerdo con los usos de energía	x		x	x			Dato proveniente del sistema luego de un ciclo medido
Reducción de los tiempos de parada (gracias al control avanzado y a la información sobre la red en tiempo real) Valor del servicio: *	x		x	x		$\text{Valor (E)} = \text{Energía total consumida en nivel de tensión 2} + \text{nivel de tensión 1 (MWh)/Minutos al año (n° /año)} \times \text{Promedio de minutos no suministrados/año (n°/año)} \times \text{Valor de la carga perdida (E/MWh)} \times \text{Porcentaje de disminución del tiempo de parada (\%/100)}$	
Reducción de perdidas técnicas	x		x	x		$\text{Valor(COP)} = \text{Reducción de las pérdidas mediante la eficiencia energética (COP/año)} + \text{Reducción de las pérdidas mediante el control de la tensión (COP/año)} + \text{Reducción de las pérdidas a nivel de transporte (COP/año)}$	
Reducción de costos por operación de los medidores a distancia	x		x	x		$\text{Valor(COP)} = [\text{Reducciones estimadas de los costos al operar el medidor a distancia (COP/año)}] \text{ Despliegue} - [\text{Reducciones estimadas de los costos al operar el medidor a distancia (COP/año)} \times \text{Porcentaje de fallos en las comunicaciones (\%/100)}] \text{ Escenario de despliegue}$	

Tabla A.2. Beneficios cuantitativos (... continuación)

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Mejora en la calidad del servicio	x		x	x			(reducción en un 20% del SAIDI actual)
Ahorro en los costos de compra de energía		x	x	x		Valor(COP) = [Costo de la energía (COP)] Referencia – [Costo de la energía (COP)] Escenario de despliegue	
Reducción de costos en el manejo de deuda o cartera		x		x			
Reducción de costos en mantenimiento		x	x	x		Valor(COP) = [Costos directos relacionados con el mantenimiento de los activos (\$/año)] Referencia – [Costos directos relacionados con el mantenimiento de los activos (\$/año)] Escenario de despliegue	
Reducción del consumo			x	x		Valor(COP) = Precio de la energía (COP/MWh) × Consumo total de energía en nivel de tensión 1 (MWh) × Porcentaje estimado de reducción del consumo con el despliegue (%/100)	
Reducción de los costos por avería de los equipos*	x		x	x		Valor(COP)= [Costo de las averías de los equipos (COP/año)] Referencia –[Costo de las averías de los equipos (COP/año)] Escenario de despliegue	
Inversiones en capacidad de distribución diferidas debido a la remuneración de activos*	x			x		Valor(COP) = Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año) × Aplazamiento (n° de años) × Tipo de remuneración de la inversión (%/100)	
Inversiones en capacidad de distribución diferidas debido a la amortización de activos*	x			x		Valor(COP)= Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año) × Aplazamiento (n° de años) × N° de años de la amortización de los activos de capacidad	

Tabla A.2. Beneficios cuantitativos (... continuación)

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Inversiones en capacidad de transporte diferidas debido a la remuneración de activos*	x			x		Valor(COP)= Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año) × Aplazamiento (n° de años) × Tipo de remuneración de la inversión (%/100)	
Inversiones en capacidad de transporte diferidas debido a la amortización de activos*	x			x		Valor(COP) = Inversión anual para apoyar la capacidad creciente (COP/año) × Aplazamiento (n° de años) × N° de años de la amortización de los activos de capacidad	
Inversiones en generación aplazadas en plantas de punta de carga*	x			x		Valor(COP) = Inversión anual para apoyar la generación de punta de carga (COP/año) × Aplazamiento (n° de años)	
Inversiones en generación aplazadas para reservas rodantes*	x			x		Valor(COP)= Inversión anual para apoyar la generación de reserva rodante (COP/año) × Aplazamiento (n° de años)	
Reducción del costo de indemnización a clientes*			x	x		Valor (COP) = Indemnizaciones anuales medias a clientes (COP) × Porcentaje de reducción de las indemnizaciones a clientes	
Reducción de las emisiones de CO2 debida a la reducción de las pérdidas de la línea*			x	x		Valor (COP) = [Pérdidas de la línea (MWh) × Contenido de CO2 (toneladas/MWh) × Valor del CO2 (COP/tonelada)] Referencia – [Pérdidas de la línea (MWh) × Contenido de CO2(toneladas/MWh) × Valor del CO 2 (COP/tonelada)] Escenario de despliegue	
Reducción de las emisiones de CO2 debida a una mayor difusión de las fuentes de generación de baja emisión de carbono (como consecuencia del despliegue de los medidores inteligentes)*			x	x		Valor (COP) = [Emisiones de CO 2 (toneladas) × Valor del CO 2 (COP/tonelada)] Referencia – [Emisiones de CO 2 (toneladas) × Valor del CO2 (COP/tonelada)] Escenario de despliegue	

Tabla A.2. Beneficios cuantitativos (... continuación)

Beneficio	Agente Beneficiado			Cuantificable		Monetizable	
	OR	C	U	Si	No	Si	No
Reducción de las emisiones de CO2 debidas a los desplazamientos del personal de campo*			x	x		Valor (COP) = N° de litros de combustible evitados (n°) × Costo por litro de combustible (COP)	
Reducción del uso de combustible debido a los desplazamientos del personal de campo*			x	x		Valor (COP) = N° de litros de combustible evitados (n°) × Costo por litro de combustible (COP)	
Reducción de las emisiones de contaminantes del aire debida a la reducción de las pérdidas de la línea (partículas, NOx, SO2)*			x	x		Para cada contaminante: Valor (COP) = [Pérdidas de la línea (MWh) × Contenido de contaminante (unidades/MWh) × Costo del contaminante (COP/unidad)] Referencia – [Pérdidas de la línea (MWh) × Contenido de contaminante (unidades/MWh) × Costo del contaminante (COP/unidad)] Escenario de despliegue	
Reducción de las emisiones de contaminantes del aire debida a una mayor difusión de las fuentes de generación de baja emisión de carbono (como consecuencia del despliegue de los medidores inteligentes)*			x	x		Para cada contaminante: Valor (COP) = [Emisiones de contaminante (unidad) × Costo del contaminante (COP/unidad)] Referencia – [Emisiones de contaminante (unidad) × Costo del contaminante (COP/unidad)] Escenario de despliegue	
Reducción de los contaminantes del aire debidos a los desplazamientos del personal de campo*			x	x		Valor (COP) = N° de litros de combustible evitados (n°) × Costo por litro de combustible evitado (COP)	

*No especifica para quien es el beneficio

Tabla A.3. Costos asociados

Costo	Agente Inversionista			Cuantificable		Cálculo de la monetización
	OR	C	U	Si	No	
Medidor inteligente	x			x		Valor(COP)= N° de medidores x costo del medidor(COP)
Implementación de la infraestructura de medición y comunicación	x			x		Valor(COP)= costo del diseño, compra y montaje (COP)
Disposición de residuos de medidores electromecánicos	x			x		Valor(COP)= N° de medidores x disposición final de medidor (COP)
Gestión social						
Capacitación sobre el sistema AMI		x		x		Valor(COP)= N° de personas a capacitar x costo de la capacitación (COP) + Costo de la publicidad (COP)
ADA (Automatización de la red de distribución)	x			x		
Almacenamiento de energía		x		x		
Compañía de manejo de datos y comunicaciones				x		Valor(COP)= Costo de la compañía de manejo de datos y comunicaciones (COP)
Adecuación del sistema de facturación, control de cartera y atención al cliente		x		x		Valor(COP)= Costo de la adecuación del sistema administrativo (COP)
Costos del gobierno: Regulación, planeamiento, control y vigilancia del programa				x		
Manejo del programa que debe considerar el OR: Compra, pruebas y puesta en servicio del sistema	x			x		
Costos legales y contractuales**				x		Valor(COP)= Costos legales y contractuales (COP)

** No especifica quien asume el costo

FIN DEL DOCUMENTO