



IRO

Implicaciones
Riesgos
Oportunidades

edición
02

2 0 2 3

Ciudades Inteligentes y AMI

Módulo 1

Cómo se presenta AMI en Colombia,
normativa nacional y el despliegue
en las ciudades inteligentes.

Biblioteca **epm**[®]

Equipo de Vigilancia Estratégica



INFORME IRO No.2

Ciudades Inteligentes y AMI. Módulo 1:
Cómo se presenta AMI en Colombia, normativa nacional y el despliegue en las ciudades inteligentes.

Julio - Diciembre de 2022

ISSN: 2954-8187 (En línea)

Grupo Directivo EPM:

Jorge Andrés Carrillo Cardoso

Gerente General

Daño Amar Flórez

Vicepresidente Ejecutivo Nuevos Negocios,
Innovación y Tecnología

Beatriz Eugenia Giraldo Castaño

Gerente Nuevas Soluciones

Luis Fernando Díaz Correa

Profesional Gerencia Nuevas Soluciones

Investigación y desarrollo:

Equipo Vigilancia Estratégica

Sandra Edilma Velásquez Jiménez

Alejandro Marín Uribe

Óscar Armando Osorio Castillo

Edición y diseño del informe:

Equipo Vigilancia Estratégica

Estefanía Londoño Delgado

Sandra Milena Naranjo Diosa

Elkin Alexander Caro Acevedo

David Flórez Bohórquez

Johana Ruíz Avendaño

María del Mar Castro Yepes

EPM - Biblioteca EPM - Fundación EPM

Periodicidad: semestral

Solicitud de canje a:

Biblioteca EPM

Carrera 54 No.44-48 Plaza de Cisneros

Teléfono: 3807500

Bibliotecaepm@epm.com.co

Medellín – Colombia

Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

Carrera 58 No. 42 – 125 Apartado 940

E-mail: epm@epm.com.co Tel: 3808080

Medellín – Colombia

www.epm.com.co

© **Copyright:** Empresas Públicas de Medellín E.S.P.

No está permitida su reproducción por ningún medio impreso, fotostático, electrónico o similar, sin la previa autorización escrita del titular de los derechos reservados. Las opiniones expresadas por los autores en este número corresponden a su posición personal.



El equipo de **Vigilancia Estratégica** hace parte del proceso de **Gestión de Información de la Biblioteca EPM**. Utilizando métodos de observación del entorno y estructuración de datos, realiza actividades de recolección, análisis y difusión de información de diversa índole: económica, tecnológica, política, social, cultural, legislativa, etc. Este equipo fue creado, entre otras, con el ánimo de identificar y anticipar oportunidades o riesgos en temáticas de interés, mejorar la formulación y ejecución de la estrategia de la organización y acompañar la toma de decisiones en diferentes estados de la planeación empresarial tanto de proyectos como de estrategia.

En esta ocasión, se ha realizado este Informe de Implicaciones Riesgos y Oportunidades (IRO) enfocado en el tema **“Ciudades Inteligentes: Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)”**, como un ejercicio proactivo, que, a diferencia de los reportes realizados comúnmente por el equipo, puede responder a una necesidad más amplia de la organización y de la comunidad en general ya que se elaboró para ser un documento de consulta pública. Es importante destacar que este es el segundo informe sobre ciudades inteligentes, siendo el almacenamiento de energía el tema enfatizado en la primera versión.

Se destaca, que este documento es diferente a un trabajo de investigación, su estructura tampoco responde a la de un artículo o reporte de construcción propia, se usa el formato de un informe de Vigilancia Estratégica e Inteligencia Competitiva (VT/IC) en el cual se realiza una recopilación, análisis y consolidación de datos e información de fuentes confiables, tales como universidades, grupos de investigación, empresas consultoras, agremiaciones y organizaciones que trabajan en el desarrollo de temáticas relacionadas, en este caso, con la gestión e implementación de redes inteligentes y AMI.

El informe IRO es un documento planificado y desarrollado por profesionales de diversas disciplinas del Equipo de Vigilancia Estratégica de la Biblioteca EPM, con el fin de contribuir a la consecución de los objetivos de negocio del Grupo EPM y el desarrollo de la ciudad, brindando información de alto valor en un tema pertinente, clave y de tendencia. En su segunda edición constará de dos partes, en esta primera se brindará un contenido enfocado en la temática:

Ciudades Inteligentes e Infraestructura de Medición Avanzada (AMI): Como se presenta AMI en Colombia, normativa nacional y el despliegue en las ciudades inteligentes.

El informe en sus dos partes está compuesto por 6 capítulos en total, esta primera entrega presenta los tres primeros: ciudades inteligentes y el rol de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI); AMI en Colombia, su normativa y proyectos en desarrollo; y Cómo se implementa AMI en el mundo, casos de estudio. Cada uno de los capítulos tiene al inicio algunas ideas clave, extraídas de los artículos y reportes citados, que orientan sobre el contenido a desarrollar, para luego presentar en detalle los resultados, conclusiones de las investigaciones y puntos de vista de sus autores.

En la segunda parte, que se publicará próximamente, se presentarán los tres capítulos restantes: AMI, información de mercado; Aspectos técnicos, Interoperabilidad, Telecomunicaciones y Ciberseguridad en AMI; Implicaciones, riesgos y oportunidades para las ciudades inteligentes enfocados en AMI.



Resumen

En vista de la importancia que cobran la crisis ambiental, la descarbonización de los sistemas productivos y, en consecuencia, la transición hacia fuentes de generación de energías limpias y la implementación de sistemas más eficientes de gestión, almacenamiento, transporte y distribución de energía, aspectos trascendentales en el desarrollo de las ciudades inteligentes. El objetivo principal de este informe es tener un panorama general sobre el estado actual de la tecnología de AMI en Colombia y el mundo, la cual, se ha convertido en uno de esos componentes fundamentales.

Así pues, **un sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) incluye elementos de hardware y de software** para conformar, con base en un medidor inteligente, un sistema de comunicaciones integrado que permite intercambios bidireccionales de información y de registros en tiempo real. Este sistema está soportado por la tecnología de redes inteligentes, como una iniciativa para la modernización de la prestación del servicio, donde se articulan avances en materia de sensorización, adquisición de datos e interfaces con otros aplicativos, métodos de control y comunicaciones en las redes eléctricas.

Por tanto, un hecho fundamental en las ciudades inteligentes, es la necesidad de apropiarse y aprovechar los avances en las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) como el medio integrador de todos los dominios del sistema eléctrico y el catalizador de los beneficios que las otras tecnologías mencionadas representan para el sistema, con miras a atender las nuevas demandas del sector, en lo relacionado con mejoras en la fiabilidad, calidad y eficiencia del servicio. Es por esto, que en esta primera parte del informe se tratan temas como las posibilidades y beneficios que ofrece AMI, los componentes que conforman este sistema de manera general, la normativa nacional que la rige, casos y modelos de despliegue a nivel de Colombia y proyectos implementados a nivel mundial su estructuración, desarrollo y situación actual.

✓ Palabras clave:

Ciudades inteligentes, Infraestructura de Medición Inteligente (AMI), normativa Colombia, proyectos AMI.

✓ Keywords:

Smart cities, advanced metering infrastructure (AMI), Colombia regulations, AMI projects.



sigis

ADMS	Sistemas de Administración de Distribución Avanzada
AMI	Infraestructura de Medición Avanzada
AT	Alta Tensión
BEMS	Sistema de Gestión de la Energía en Edificios
BT	Baja Tensión
CBA	Análisis de Costo-Beneficio
CDMA	Multiplexación o Acceso Múltiple por División de Código
CI	Contadores Inteligentes
CIS	Sistemas de Información al Cliente
CHP	Calor y Energía Combinados
CNIL	Comisión Nacional de Computación y Libertades de Francia
CT	Tecnología del Cliente
CTs	Control de Transformador
DA	Automatización de la Distribución
DMS	Sistemas de Gestión de Distribución
DoS	Denegación de Servicio
DTM	Monitor de Transformadores de Distribución
EMS	Sistema de Administración de Energía
ESS	Sistemas de Almacenamiento de Energía
EV	Vehículo Eléctrico
EVSE	Equipo de Suministro de Vehículos Eléctricos
FDI	Inyección de Datos Falsos
GD	Generación Distribuida
GEI	Gas de Efecto Invernadero
GIDI	Gestor Independiente de Información
GPRS	Servicio General de Paquetes Vía Radio
GSM	Sistema Global para las Comunicaciones Móviles
HAN	Red de Área Local
HEM	Gestión de la Energía en el Hogar
HEMS	Sistema de Gestión de la Energía en el Hogar
HV	Alto Voltaje
ICS	Sistemas de Información y Comunicación
IED	Dispositivos Electrónicos Inteligentes
IO	Interoperabilidad
LV	Bajo Voltaje
MDMS	Sistemas de Gestión de Datos de Contadores
MT	Media Tensión
NAN	Red de Vecindad
O&M	Operación y Mantenimiento
OR	Operador de Red
OT	Tecnología Operacional
PLC	Comunicación por Línea Eléctrica
PMU	Unidad de Medida Fasorial
PSTN	Red Telefónica Pública Conmutada
PV	Fotovoltaica
RFID	Identificación por Radio Frecuencia

sigis

RI	Redes Inteligentes
RTU	Unidad Terminal Remota
SA	Electrodomésticos Inteligentes
SAS	Sistemas de Automatización de Subestaciones
SCADA	Control de supervisión y Adquisición de Datos
SEM	Mercado de Electricidad Inteligente
SGAM	Modelo de Arquitectura de Red Inteligente
SGCT	Herramienta Computacional de Red Inteligente
SH	Hogares Inteligentes;
SIN	Sistema Interconectado Nacional -de Colombia-
T&D	Transmisión y Distribución
TIC	Tecnología de la Información y las Comunicaciones
VAR	Voltio-Amperio Reactivo
VLAN	Redes Privadas Virtuales
VRF	Enrutamiento Virtual y Reenvío
WAMS	Sistemas de Monitoreo de Área Amplia
WAN	Red de Área Amplia

INSTITUCIONES

- Ministerio de Minas y Energía de Colombia
- Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) de Colombia
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia
- Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación (ICONTEC) de Colombia
- Superintendencia de Industria y Comercio (SIC) de Colombia
- Organizaciones europeas de normalización: European Committee for Standardisation (CEN)/ European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC)/ European Telecommunications Standards Institute (ETSI)
- European Union Agency for Cybersecurity (ENISA)
- Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE)
- Instituto Nacional – de Estados Unidos - de Estándares y Tecnología (NIST)
- Asociación Canadiense de Electricidad (CEA)
- Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)
- Corporación Estatal de Red de China (SGCC)
- Instituto para la Innovación Eléctrica (IEI)
- Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE)

Contenido



CAPÍTULO 1

Ciudades inteligentes y el rol de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

- Ciudades inteligentes y la innovación tecnológica
- Infraestructura de Medición avanzada y su implementación
- Beneficios del despliegue AMI para las utilities y los usuarios

 Página 8 a la 21



CAPÍTULO 2

AMI en Colombia, normativa y proyectos

- Política pública y regulación
- Panorama actual de proyectos y tecnología en Colombia
- Modelo para el despliegue de AMI

 Página 22 a la 36



CAPÍTULO 3

Metodología para llevar a cabo los proyectos de implementación de AMI

- Smart City Málaga
- Hydroquebec – AMI
- Smart City Santiago
- Proyecto Linky Francia

 Página 37 a la 62

CAPÍTULO 1

Ciudades inteligentes y el rol de la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)

- Ciudades inteligentes y la innovación tecnológica
- Infraestructura de Medición avanzada y su implementación
- Beneficios del despliegue AMI para las utilities y los usuarios

1



Ideas clave

- ✓ Una ciudad inteligente permite a los ciudadanos interactuar con ella de forma **multidisciplinar** y se adapta en tiempo real a sus necesidades, de forma eficiente en calidad y costos, ofreciendo datos abiertos, soluciones y servicios orientados a los ciudadanos como usuarios, para resolver los efectos del crecimiento de las ciudades, en ámbitos públicos y privados, a través de la integración innovadora de infraestructuras con sistemas de gestión inteligente (Ayuntamiento de Málaga, 2018).
- ✓ Convertir una ciudad en inteligente tiene numerosas ventajas y beneficios no sólo para las administraciones públicas, sino también para los ciudadanos. Pueden identificarse cuatro grandes áreas de mejora: Impulso de la economía; Reducción de gastos; Eficiencia y calidad en los servicios; Identificación de necesidades (Ayuntamiento de Málaga, 2018).
- ✓ Las fuentes de energía renovables integradas con la eficiencia energética representan una solución eficaz ante el agotamiento de los depósitos de combustibles fósiles que es el principal problema actual relacionado con la generación de energía en el mundo. Sin embargo, el sistema de energía eléctrica no cuenta actualmente, con las características adecuadas para permitir este cambio. Por lo tanto, en el futuro cercano, debe permitir flujos de energía en dos direcciones, comunicación y controles automatizados para administrar completamente el sistema y los clientes. El sistema resultante se define como la red inteligente (Sospiro et al. 2021).
- ✓ Un hecho fundamental en las ciudades inteligentes es la apropiación y la necesidad de aprovechar los avances en las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) como el medio integrador de todos los dominios del sistema eléctrico y el catalizador de los beneficios que estas tecnologías representan para el sistema con miras a atender las nuevas demandas del sector, en lo relacionado con mejoras en la fiabilidad, calidad y eficiencia del servicio. Aparece la **Red Eléctrica Inteligente (SMART GRID)**, como iniciativa para la modernización de las redes, donde se articulan avances en materia de sensorización, adquisición de datos e interfaces con otros aplicativos, métodos de control y comunicaciones en las redes eléctricas (Unidad de Planeación Minero- Energética UPME, 2016).



2



Ideas clave

- ✓ Un sistema de Infraestructura de Medición Avanzada (AMI, por sus siglas en inglés Advanced Metering Infrastructure) incluye elementos de hardware y de software para conformar, con base en un medidor inteligente, una infraestructura de comunicaciones integrada que permite intercambios bidireccionales de información y de registros en tiempo real. Los sistemas AMI están conformados por cuatro elementos básicos: Medidor inteligente, Concentrador de datos, Red de comunicaciones y Sistema de gestión de la información (Téllez et al, 2018).
- ✓ La Infraestructura de Medición Avanzada AMI, permite mayores niveles de interactividad de las empresas con sus clientes y de estos con el propio mercado de energía (flujos continuos y bidireccionales de información) habilitando incluso la participación de los clientes como agentes activos del mercado de energía (ajuste del consumo como respuesta a señales del sistema e incluso flujos bidireccionales de electricidad). Esto también permite la integración de toda la información del sistema eléctrico operativo (técnica, operativa, financiera, contable, comercial, etc.) de subsistemas diversos, nuevos, heterogéneos e interactivos lo que abre infinidad de posibilidades tanto para las empresas como para los clientes (Superintendencia de Industria y Comercio, 2016).

También, con miras a optimizar la prestación del servicio, convendría implementar las herramientas Big Data (datos masivos) para almacenar, procesar y analizar la información proveída por los usuarios. De igual manera, dada la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos y la privacidad de los datos, resultaría necesario recurrir a los avances en el campo de ciberseguridad (Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial CIGEPI, 2016).



3



Ideas clave

- ✓ Desde el punto de vista del usuario, se visualizan como tendencias de productos y servicios: la Gestión de la Energía en el Hogar (HEM, por sus siglas en inglés Home Energy Management), es decir, un producto o servicio que monitorea, controla y analiza el consumo de energía en el hogar; la respuesta a la demanda, es decir, cambios en los patrones del consumo de energía de acuerdo a los precios de la electricidad o a incentivos estatales; finalmente están los servicios de valor agregado.

Estas tendencias ofrecen al usuario beneficios como: la reducción de emisiones de CO2 a partir de la eficiencia energética; la toma de decisiones para disminuir el consumo de energía (comercial y residencial); el ahorro económico debido al manejo remoto de la facturación y supervisión; el posible recibo de incentivos; la reducción del pico de carga máxima; la información instantánea de lo consumido y el costo de ello; los consumos remotos programados (simulación de presencia); la alerta temprana de exceso de consumo (Corporación Ruta N, 2016).

- ✓ Desde el punto de vista de la empresa de servicios públicos o **utility** se visualizan como tendencias de productos y servicios: la respuesta a la demanda automática, que es, respuesta a la demanda efectuada por el operador de red, a cambio el consumidor gana incentivos por permitirlo; el análisis de la red en tiempo real, es decir, en el centro de control el operador tendrá el panorama completo de toda la red en tiempo real (conciencia situacional), facilitando la operación y la disminución de alarmas; la diversidad en plataformas y estándares, esto es, generar plataformas que desliguen al usuario final de un solo proveedor, donde cada plataforma está asociada a un solo fabricante y esta a su vez a un estándar.

Estas tendencias ofrecen a las empresas beneficios como: un menor costo de energía; el recibo de incentivos; la reducción del pico de carga máxima; el mejoramiento de las condiciones operativas por medio del control del flujo de la energía; los controles más eficientes; la operación de la red en tiempo real; el despeje de alarmas y fallas más rápido; finalmente, al estar ligado a una empresa se pueden obtener paquetes más económicos (Corporación Ruta N, 2016).



A continuación, se abordan los temas: Ciudades inteligentes y la innovación tecnológica; Qué es AMI y cómo se implementa; Beneficios del uso de AMI a las empresas de servicios públicos (**utilities**) y a los usuarios.

Dentro de la primera sección se menciona de manera general el panorama actual en Colombia, información que será tratada a profundidad en el capítulo 2. Así mismo, el tema de la segunda sección, sobre las tecnologías que forman un sistema AMI, se profundiza en el capítulo 5. Finalmente, la sección 3, permite tener una idea general de los casos o proyectos que serán presentados en detalle en el capítulo 3 del informe.

Ciudades inteligentes y la innovación tecnológica

El documento “Málaga Smart: plan estratégico de innovación tecnológica 2018-2022” (Ayuntamiento de Málaga, 2018) presenta un amplio panorama de lo que implica el desarrollo de una ciudad inteligente, con los diferentes aspectos que deben ser considerados, a continuación, algunos extractos del reporte:

- ✓ Con el deseo de mejorar la calidad de vida de sus ciudadanos, favorecer el acceso a los servicios y al conocimiento, y aprovechar las nuevas oportunidades de crecimiento económico, surge en las ciudades la necesidad de innovar social y económicamente, y aparece la innovación tecnológica como la base en la que se sustentan.
- ✓ La innovación tecnológica utiliza la tecnología inteligente para mejorar la calidad y eficiencia de los servicios prestados a los ciudadanos, además de generar crecimiento económico ambientalmente sostenible. Se trata en definitiva de asumir el concepto de una ciudad Inteligente, que se configure como el mejor modelo urbano para afrontar el futuro.

- ✓ La “**Ciudad Inteligente**” se ha relacionado comúnmente con la tecnología y la utilización eficiente de los recursos. En la actualidad, está ligada a un concepto más amplio de gestión urbana, donde la aproximación se realiza a través de una visión holística de ciudad y de inteligencia urbana.

Ciudad Inteligente (Smart City) es la visión holística **de una ciudad que aplica las TIC para la mejora de la calidad de vida**, la accesibilidad de sus habitantes, asegurando un desarrollo sostenible económico, social y ambiental en mejora permanente. Una ciudad inteligente permite a los ciudadanos interactuar con ella de forma multidisciplinar y se adapta en tiempo real a sus necesidades, de forma eficiente en calidad y costos, **ofreciendo datos abiertos, soluciones y servicios orientados a los ciudadanos como personas para resolver los efectos del crecimiento de las ciudades, en ámbitos públicos y privados, a través de la integración innovadora de infraestructuras con sistemas de gestión inteligente.** (Ayuntamiento de Málaga, 2018)

Son numerosas las fuentes que recogen diferentes clasificaciones de áreas de actuación propias de una Smart City. Entre todas ellas, destaca la ofrecida por el Parlamento Europeo:

La idea de Ciudades Inteligentes está enraizada en la creación y conexión de capital humano, capital social e infraestructuras de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) para generar un mejor y más sostenible desarrollo económico y una mejor calidad de vida. Las ciudades inteligentes se definen siguiendo 6 ejes o dimensiones: **Smart Economy; Smart Mobility; Smart Environment; Smart People; Smart Living; Smart Governance.** (European Parliament, 2014)

Convertir una ciudad en inteligente tiene numerosas ventajas y beneficios no sólo para las administraciones públicas, sino para los ciudadanos. Pueden identificarse cuatro grandes áreas de mejora:

• Impulso de la economía

La implementación de la ciudad inteligente y, en especial, de la información y de las tecnologías asociadas, genera múltiples oportunidades y da lugar a nuevos entornos que impulsan la economía y los modelos de negocio. Igualmente, aparecen vinculadas nuevas demandas ciudadanas que necesitan ser satisfechas, con lo que surgen nuevas empresas que se ven beneficiadas, a su vez, por la creatividad y el talento de personas que han sido atraídas por una ciudad cada vez más inteligente, competitiva y sostenible. (Ayuntamiento de Málaga, 2016)



La ciudad inteligente ofrece una plataforma ideal para innovar, crear nuevos negocios e ideas y, en general, favorecer el desarrollo social, impulsar la economía local y promover la aparición de nuevos nichos de mercado asociados a la tecnología, la información y el conocimiento (Ayuntamiento de Málaga, 2018).

• Reducción de gastos

La gestión inteligente permite reducir gastos drásticamente, principalmente los destinados a la provisión y gestión de los servicios públicos. Por un lado, se produce una reducción y optimización de tiempos de cara al ciudadano, y por otro, se reducen los gastos de funcionamiento de edificios e infraestructuras. (Ayuntamiento de Málaga, 2018)

• Eficiencia y calidad en los servicios

Una ciudad inteligente permite gestionar adecuadamente los recursos, incrementando así la eficiencia y la calidad de los servicios. Esto se traduce en una gestión cada vez más automática y eficiente de las infraestructuras urbanas, en la mejora de la eficiencia energética, o de la gestión de la movilidad, entre otras. Gracias a una mejor disponibilidad de información, las administraciones públicas pueden prever adecuadamente las necesidades y actuar con anticipación de manera más eficiente. (Ayuntamiento de Málaga, 2018)

El uso de la información, junto con la mayor automatización de determinadas infraestructuras y procesos, permite que los servicios prestados mejoren en calidad, eficacia y eficiencia (Ayuntamiento de Málaga, 2018).

• Identificación de necesidades

Una ciudad inteligente facilita la identificación de las necesidades de la ciudad y el consiguiente planteamiento de nuevos servicios. Es posible diseñar e implementar una estrategia "smart" para poner a disposición de los ciudadanos una ingente cantidad de información que puede generar un amplio abanico de servicios resultantes. (Ayuntamiento de Málaga, 2018)

En general, la disponibilidad de información permite una correcta identificación de las necesidades de la ciudad y favorece la implicación de la ciudadanía en su satisfacción. Al conocer en más detalle las necesidades específicas de la población, se pueden prestar nuevos servicios más alineados con la demanda ciudadana real (Ayuntamiento de Málaga, 2018).

• Panorama Internacional de las redes inteligentes

Por otro lado, se presenta la relación entre ciudades inteligentes y el concepto de redes inteligentes. Es importante tener claro que las redes inteligentes son la base sobre la cual se implementa AMI, por lo que es importante tener un contexto sobre el impacto de esta tecnología, tanto en el mundo como en Colombia. En el capítulo 3 de este informe se presentan varios proyectos que permiten ampliar la perspectiva con respecto ya si, a la implementación de AMI en diferentes regiones del mundo.

El documento llamado **"Smart Grid en China, la UE y los EE. UU.: estado de implementación"** (Sospiro et al, 2021), ofrece un panorama general sobre el estado actual de las redes inteligentes a nivel mundial, como se muestra a continuación:

El agotamiento de los depósitos de combustibles fósiles es el principal problema actual relacionado con la generación de energía en el mundo. Las fuentes de energía renovables integradas con la eficiencia energética representan una solución eficaz. La electrificación del uso final junto con la integración de la generación de energía renovable se considera una herramienta importante para lograr estas tareas. Sin embargo, el actual sistema de energía eléctrica no cuenta actualmente con las características adecuadas para permitir este cambio. Por lo tanto, en el futuro, debe permitir flujos de energía en dos direcciones, comunicación y controles automatizados para administrar completamente el sistema y los clientes.

El sistema resultante se define como la red inteligente. El estudio analiza la situación de las redes inteligentes en China, EE. UU. y la UE, evaluando el estado de finalización de cada tecnología de red inteligente y activo integrado. El análisis relacionado con estos países muestra que la situación general de las redes inteligentes en China, EE. UU. Y la UE es igual al 18%, 15% y 13%, respectivamente, lo que revela la necesidad relacionada con mayores esfuerzos e inversiones en estos países para el desarrollo completo de redes inteligentes. (Sospiro et al, 2021)



• Panorama Nacional de las redes inteligentes

En Colombia, aunque se ha presentado un proceso lento frente a las redes inteligentes, se han dado algunos pasos en el avance hacia su implementación. Instituciones como Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial (CIGEPI), el Ministerio de Minas y Energía, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), han tomado la batuta y han coordinado esfuerzos para la planeación y la puesta en marcha de proyectos de este tipo. Seguidamente se presenta la situación actual de estos sistemas en el país, la cual se ampliará en el capítulo 2 de este informe.

Según el CIGEPI, tradicionalmente, los usuarios de sistemas eléctricos en Colombia han desempeñado un rol pasivo en lo concerniente a la toma de decisiones operacionales y la planificación del servicio. Durante décadas ha bastado con instalar medidores análogos que registran el consumo de energía en un hogar para que luego se realice el cálculo del diferencial entre los periodos y se determine el costo de la factura respectiva. Sin embargo, hay hechos que transforman la concesión de los sistemas eléctricos y por consiguiente la forma como se miden sus variables.

Hechos como El fenómeno de El Niño, las fallas técnicas en plantas de generación y la incertidumbre ante el abastecimiento de gas para las centrales térmicas, amenazan la seguridad energética del país en el corto y mediano plazo. Por ello la optimización de los recursos para la prestación del servicio, pasando de un esquema tradicional en el cual la generación se hace de forma centralizada y alejada de los centros de consumo, a un esquema híbrido en el que parte de la energía proviene de lugares cercanos al usuario, e incluso de su propia instalación. En donde el usuario tendrá un rol activo en la determinación del precio, pues podrá injerir en la planeación y operación de la red, gracias al almacenamiento de energía, la eficiencia energética y el uso de energías renovables, entre otras (Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial CIGEPI, 2016).



Un hecho fundamental en las ciudades inteligentes, es la apropiación y la necesidad de aprovechar los avances en las Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (TIC) como el medio integrador de todos los dominios del sistema eléctrico y el catalizador de los beneficios que estas tecnologías representan para el sistema con miras a atender las nuevas demandas del sector, en lo relacionado con mejoras en la fiabilidad, calidad y eficiencia del servicio como se plantea en el mapa de ruta presentado por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para el aprovechamiento de las tecnologías "Smart Grid Colombia Visión 2030" (Unidad de Planeación Minero- Energética UPME, 2016), donde se hace referencia al concepto **Red Eléctrica Inteligente (o SMART GRID, en inglés)**, como iniciativa para la modernización de las redes eléctricas según el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), donde se articulan avances en materia de sensorización, adquisición de datos e interfaces con otros aplicativos, métodos de control y comunicaciones en las redes eléctricas. Para cumplir con dichos objetivos resulta indispensable contar con una AMI, es decir: un conjunto de invenciones destinadas a mejorar la confiabilidad, flexibilidad y seguridad de los sistemas eléctricos, vinculando al usuario con la red. Gracias a dicha tecnología en conjunto con una red de comunicaciones adecuada, es posible intercambiar información, regular su demanda, informarse en tiempo real sobre precios y consumos, entre otras tantas posibilidades tales como señala la UPME (2016):

Lectura y operación remota: contribuye al ahorro de costo de operación al ser necesario el desplazamiento de personal de la compañía. Asimismo, permite a los Operadores de Red (OR) disponer de monitorización de los flujos de potencia en sus redes.

Limitación de potencia de forma remota: permite a los OR la reducción de costos de operación y, a los usuarios, disminuir su factura ya que pueden solicitar cambios de potencia contratada de manera más ágil, ajustando la misma a sus necesidades reales.

Detección de manipulación de los contadores y aviso a compañía: supone una valiosa herramienta para la reducción de las pérdidas no técnicas, no solo por el hecho de detectar las manipulaciones sino también por el efecto disuasorio que origina el control externo realizado por parte del operador.

Información al usuario: los Contadores Inteligentes (CI) van a permitir que el usuario disponga de toda la información relativa a su consumo en tiempo real, ya sea directamente en el CI o en un portal Web (información de tarifas, información de su consumo puntual, acumulado para periodos prefijados, saldo disponible modalidad prepago, etc.). El usuario va a conocer su perfil de consumo y va a poder calcular los ahorros que le supondría un cambio en sus hábitos.

Tarifación horaria: esta funcionalidad supone la implementación de distintos tramos horarios de facturación en los CI, de manera que los precios se ajusten y tengan cierta proporcionalidad al costo real de la energía en cada momento. Permitiría fomentar que los usuarios modifiquen sus hábitos de consumo, desplazando carga de periodos pico o periodos valle de la curva de consumo.

Medida de generación distribuida: la conexión a la generación distribuida en baja tensión (en las instalaciones del usuario) requiere que los CI dispongan tanto de la capacidad de medida de la energía entrante como la saliente, para usuarios que actúen como consumidores y/o generadores de energía (prosumidores).

Gestión activa de cargas: posibilidad de conectar o desconectar cargas gestionables en los momentos más convenientes según la curva de demanda, contribuyendo al aplanamiento de dicha curva y a la integración de la generación distribuida, lo que reduce la necesidad de instalar nuevos sistemas de generación.

Infraestructura de Medición avanzada y su implementación

En esta sección se presenta el concepto de Infraestructura de Medición Avanzada en forma más específica, desglosando algunos de los componentes que conforman este sistema de forma general. Su componente técnico se profundizará en un capítulo posterior del informe.

Tanto los equipos físicos o dispositivos, como los desarrollos tecnológicos, es decir, hardware y software son componentes fundamentales para la implementación de AMI. A continuación, se presenta una visión del concepto teniendo en cuenta estos elementos y, además, los actores que juegan un rol principal en un proyecto de AMI.

Un sistema AMI es una solución integral que tiene la capacidad de gestionar el intercambio de información y datos entre el Sistema de Gestión y Operación (SGO) (también llamado Head End System HES) y las Unidades de Medida (UM) (medidor inteligente), haciendo uso de forma opcional de Unidades Concentradoras (UC) (infraestructura de comunicaciones integrada) que permite intercambios bidireccionales de información y de registros en tiempo real, como se aprecia en la Ilustración 1; también, permite la gestión remota de diferentes funcionalidades como la toma de lecturas, procesos de conexión y desconexión para los medidores que posean dicha capacidad, eventos y alarmas, el control de acceso a las interfaces, entre otras funcionalidades con el fin de ofrecer una solución eficiente para la toma oportuna de decisiones preventivas, de mejora o correctivas. El sistema AMI puede incluir al Sistema de Gestión de Datos de Medición (Meter Data Management MDM) y posibilita una amplia gama de aplicaciones tales como: Gestionar de la demanda, optimizar la red de distribución, facilitar la integridad del sistema y proveer servicios de valor agregado. (ICONTEC, 2021).

El medidor cuenta con funcionalidades que le permiten recolectar y transmitir los datos de consumo hacia los agentes involucrados. La infraestructura de comunicaciones permite transmitir la información para que un sistema de gestión la analice y tome decisiones con respecto a los datos observados; también es el encargado de procesar, almacenar y distribuir la información entre los agentes (Ilustración 1) (Téllez et al, 2018).

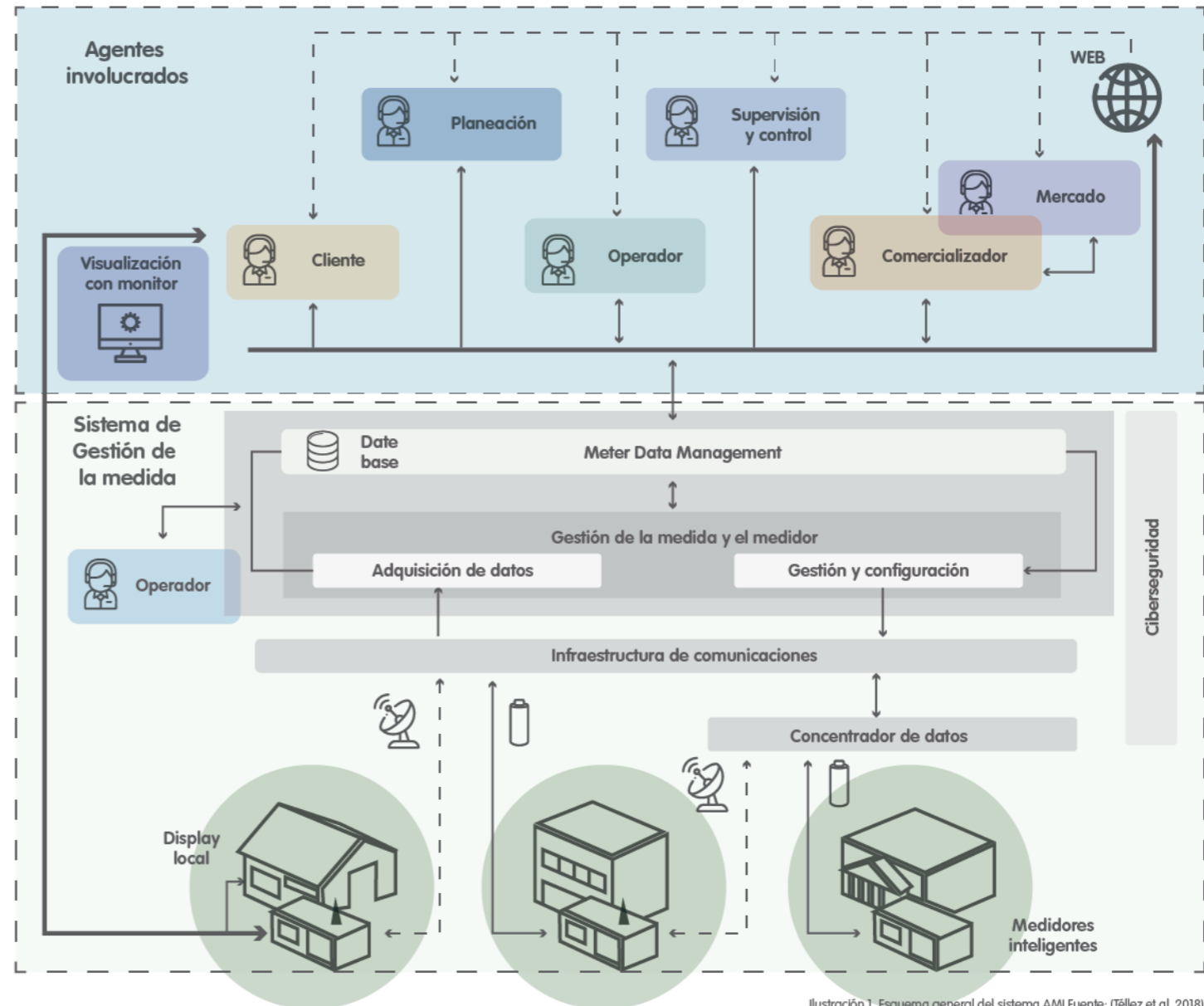


Ilustración 1. Esquema general del sistema AMI Fuente: (Téllez et al, 2018)

Todos los elementos del sistema interactúan entre sí de forma fiable, flexible y eficiente para permitir interacciones entre el usuario final y la empresa comercializadora (Téllez et al, 2018). Por ende, dentro de la norma técnica (ICONTEC, 2021), se estipulan los cinco módulos esenciales del Sistema AMI:

1. Unidad de Medida (UM):

Conformada por medidor de energía eléctrica; dispositivos de conexión/desconexión; visualizador, medio o dispositivo que permita al cliente acceder a la información sobre consumo, dispositivo del cliente final y dispositivo multiservicios. La medición bidireccional es una funcionalidad clave para el sistema AMI, por lo tanto, se considera esencial.

Los medidores inteligentes pueden estar instalados directamente en el domicilio del usuario o en un lugar externo a través de una medición centralizada. En este último caso la información de la medida se le suministra al usuario a través de un display ubicado en su domicilio. Las funcionalidades de estos medidores se detallan en la Ilustración 2 (Téllez et al, 2018).



Ilustración 2. Funcionalidades para el medidor inteligente Fuente: (Téllez et al, 2018).

2. Unidad concentradora (UC):

Conformada por el concentrador, los mecanismos de operación y mantenimiento del concentrador y según el alcance de la tecnología también puede incluir algunos elementos externos. De acuerdo con la tecnología, la UC puede estar ausente del sistema AMI, así como también puede estar constituida por uno o varios concentradores.

Las principales tareas del concentrador son:



En cuanto a la infraestructura de comunicación, La transmisión de la información desde el medidor hacia el sistema de gestión se puede realizar por dos vías diferentes: 1) De forma directa desde el medidor hasta el centro de gestión y 2) A través de un concentrador de datos que recibe la información de un grupo de medidores y la transmite al centro de gestión. En ambos casos, se utilizan medios de comunicación tanto cableados como inalámbricos. La infraestructura de comunicaciones también incluye las herramientas, recursos y métodos necesarios para garantizar la ciberseguridad de la información en el sistema (Téllez et al, 2018).



3. Sistema de Gestión y Operación (SGO):

Head End System (HES) en inglés, es un software o conjunto de aplicaciones informáticas que permiten controlar, administrar y gestionar toda la información y datos relacionados con la medición de energía y comandos de conexión y desconexión. Es además responsable de la configuración, control, operación y mantenimiento de todos los componentes del sistema. Su funcionalidad incluye también el tratamiento de eventos y alarmas, y la administración y operación de todas las comunicaciones del sistema.

En cuanto al sistema de gestión de la medida, está conformado por dos bloques generales: 1) Gestión de la medida - medidor, el cual se encarga de la recepción y transmisión de datos desde y hacia el equipo y 2) Meter Data Management (MDM), que cumple las funciones de almacenamiento y procesamiento de información. El lazo interno dentro del Sistema de Gestión de la Medida representa los datos relacionados con la operación y que circulan permanentemente en la infraestructura de comunicaciones (Téllez et al, 2018).

Los sistemas AMI permiten que el suministro y comercialización de energía articule diferentes agentes; así puede optimizarse la atención al cliente, que puede considerarse como objetivo principal del sistema AMI. La Ilustración 3 presenta un esquema que detalla a los agentes y procesos involucrados. Se incluyen el operador, encargado del manejo y funcionamiento de la red y el comercializador que se encarga del proceso de compra y venta de energía al cliente. Para esto, debe estar en permanente interacción con el mercado energético y así dar señales de precios al cliente. También informar al mercado de las condiciones del negocio.

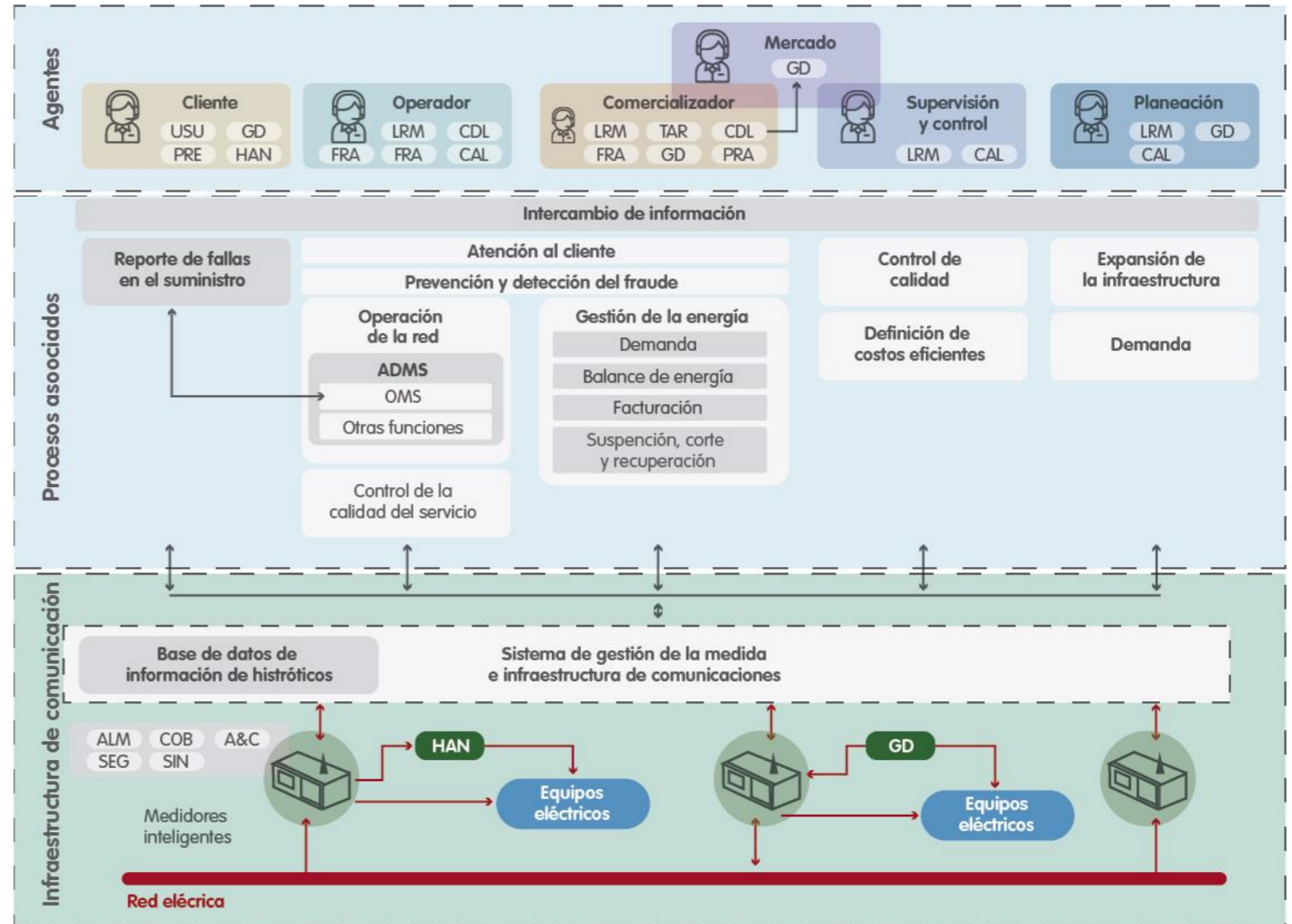


Ilustración 3. Agentes y procesos involucrados en sistema AMI Fuente: (Téllez et al, 2018).

En la ilustración anterior, se incluyen los principales procesos asociados a cada agente, agrupados en columnas de colores. Cada bloque gris representa un proceso complejo que se relaciona con otros realizados por el mismo agente, o que articula con procesos de otros agentes. Por ejemplo, el cliente puede hacer un reporte de fallas en el suministro (columna roja) dirigido al comercializador, quien por estar encargado de la operación de la red debe gestionar la solución a esta situación. Puede utilizar procesos relacionados con la gestión automatizada de la distribución (Automatic Distribution Management System - ADMS) o el sistema de gestión de fallas del suministro (Outage Management System - OMS); todos ubicados en la columna azul. La información entre estos procesos fluye de manera bidireccional ya que el operador también debe estar en capacidad de comunicarse con el cliente en caso de que se presenten fallas. Hay procesos que están a cargo de dos agentes; este es el caso de atención al cliente o de prevención y detección del fraude, en los que participan el operador y el comercializador. (Téllez et al, 2018)

La infraestructura de comunicaciones, representada en la parte inferior de la ilustración anterior, junto con el sistema de gestión de la medida da el soporte necesario para el flujo bidireccional (flechas de doble sentido) entre agentes y medidor. En este esquema, los únicos agentes en capacidad de suministrar datos al medidor son el operador y el comercializador. Los demás agentes solamente reciben información proveniente de los medidores. El cliente puede disponer de sistemas de comunicación tipo Home Area Network - HAN hacia el interior de su predio, para manejar sus equipos eléctricos (Téllez et al, 2018).

4. Comunicaciones:

Este sistema es transversal a todo el sistema AMI, pues garantiza el flujo de información entre todos sus componentes. Los sistemas AMI pueden utilizar diversos tipos de interfaces de comunicación, así como diferentes modelos de datos y protocolos de intercambio de información. Las comunicaciones pueden clasificarse de acuerdo con el medio de transmisión utilizado como: cableadas, medio de transmisión guiada (RS-485, RS-232, M-BUS, PSTN, Ethernet, PLC, Fibra óptica) e inalámbricas, medio de transmisión no guiado (RF, GSM, UMTS, GPRS, 2.5G, 3G, 4G, entre otras). Una representación de la red de comunicación se puede apreciar en la siguiente ilustración.

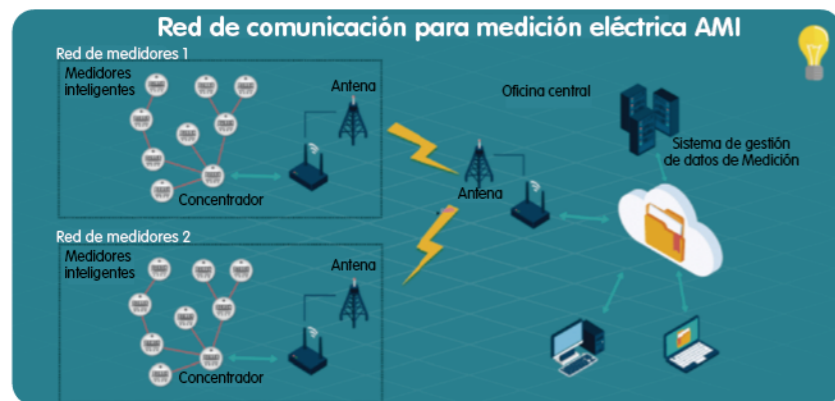


Ilustración 4 Red de comunicación para medición eléctrica AMI. Fuente: (Bismark, 2021)

5. Seguridad:

Es una funcionalidad intrínseca de la que debe estar dotado todo el sistema AMI en su conjunto y cada uno de sus componentes de forma específica.

La implementación de un sistema AMI proporciona innumerables ventajas, pero a la vez introduce nuevos riesgos y vulnerabilidades que se deben gestionar adecuadamente, algunas estrategias básicas propuestas en temas de seguridad son: Seguridad por diseño, Defensa en profundidad, Gestión del riesgo.

Más que tecnología, la AMI o medición inteligente es un paradigma de desarrollo tecnológico, el cual quiere potenciar el desempeño del sistema eléctrico y del suministro de electricidad a partir de las posibilidades que brindan las TIC y establecer nuevos esquemas de participación e interacción de las empresas de suministro de energía con los clientes, con el ciudadano en general. La medición inteligente permite mayores niveles de interactividad de las empresas con sus clientes y de estos con el propio mercado de energía (flujos continuos y bidireccionales de información) habilitando incluso la participación de los clientes como agentes activos del mismo mercado (ajuste del consumo como respuesta a señales del sistema e incluso flujos bidireccionales de electricidad). Esto también permite la integración de toda la información del sistema eléctrico operativo (técnica, operativa, financiera, contable, comercial, etc.) y de subsistemas diversos y nuevos, heterogéneos, pero interactivos que permiten infinidad de posibilidades tanto para las empresas como para los clientes. (Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial CIGEPI, 2016)

También, con miras a optimizar la prestación del servicio, convendría implementar las herramientas Big Data (datos masivos) para almacenar, procesar y analizar la información proveída por los usuarios. De igual manera, dada la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos y la privacidad de los datos, resultaría necesario recurrir a los avances en el campo de ciberseguridad. (Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial CIGEPI, 2016)

Por otra parte, para el caso de Colombia, la tecnología AMI junto a la Automatización de la red de distribución (ADA), los Recursos Energéticos Distribuidos (DER) y los Vehículos eléctricos (EV) hacen parte de la estructura y principales funcionalidades para el desarrollo de las redes inteligentes a nivel nacional (ver Ilustración 5).

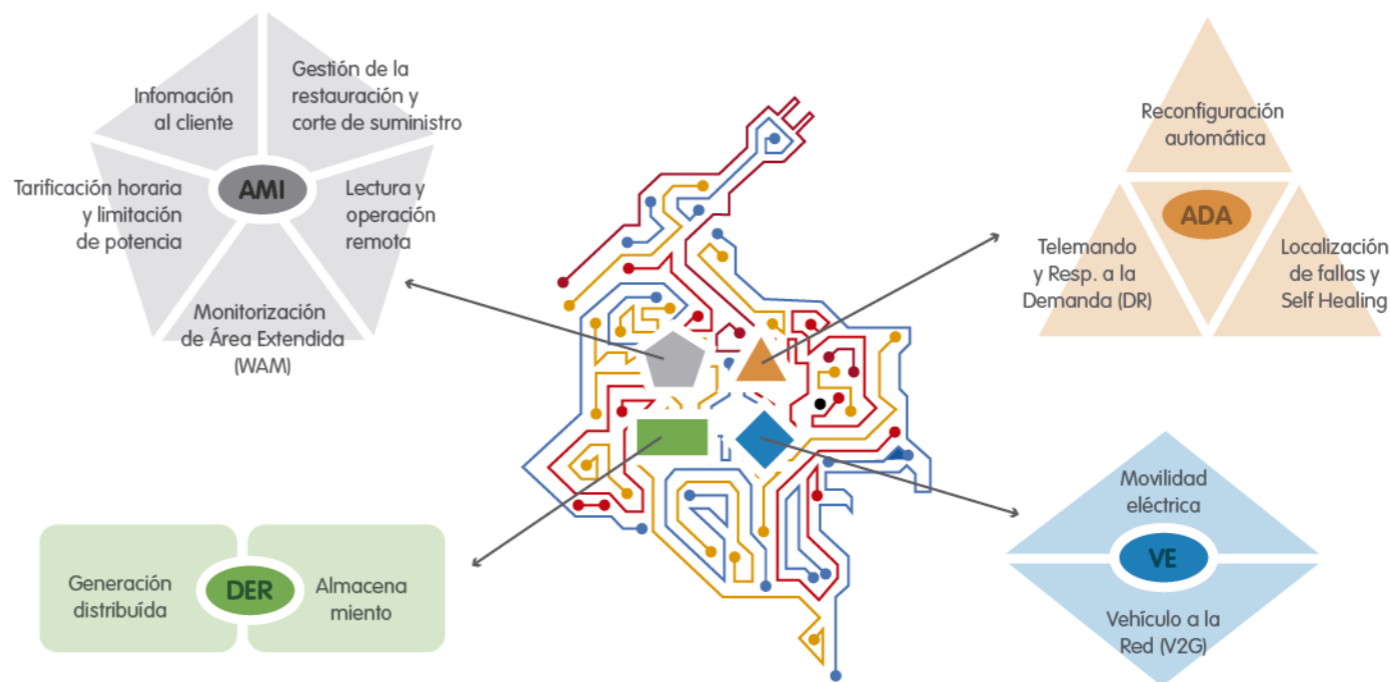


Ilustración 5. Principales funcionalidades para el desarrollo de RI en Colombia. Fuente: (Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial CIGEPI, 2016)

Beneficios del despliegue AMI para las utilities y los usuarios

En esta sección se enfatiza en las ventajas que ofrece AMI tanto para los usuarios como para las empresas de servicios públicos o utilities. Uno de los insumos en este caso es el artículo "Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades" publicado en la revista Ingeniería y desarrollo (Téllez et al, 2018). Así también, se presenta un breve extracto del estudio realizado por el Observatorio CT+i de la corporación Ruta N, llamado: "Informe No. 1 Área de oportunidad en Medición Inteligente" (Corporación Ruta N, 2016).

Beneficios para los principales actores

Los sistemas AMI habilitan escenarios para nuevos mercados energéticos que redundan en beneficios para todos los actores del sistema energético, según lo plantean Téllez et al, (2018):

✓ Usuarios finales

El consumidor deja de ser pasivo para decidir activamente sobre su consumo y también como productor de energía; el término prosumidor se refiere a esta particularidad. El sistema AMI habilita la oferta al mercado excedentes de energía generadas localmente

mediante fuentes de generación distribuida. El cliente puede disponer de diversos canales de interacción con el comercializador, con disponibilidad 24 horas/7 días durante todo el año. Los medidores inteligentes pueden interactuar con otras tecnologías, por ejemplo, la pantalla del hogar (Home Display), que le permitan visualizar específicamente sus consumos y tomar decisiones óptimas frente a las señales de precio.

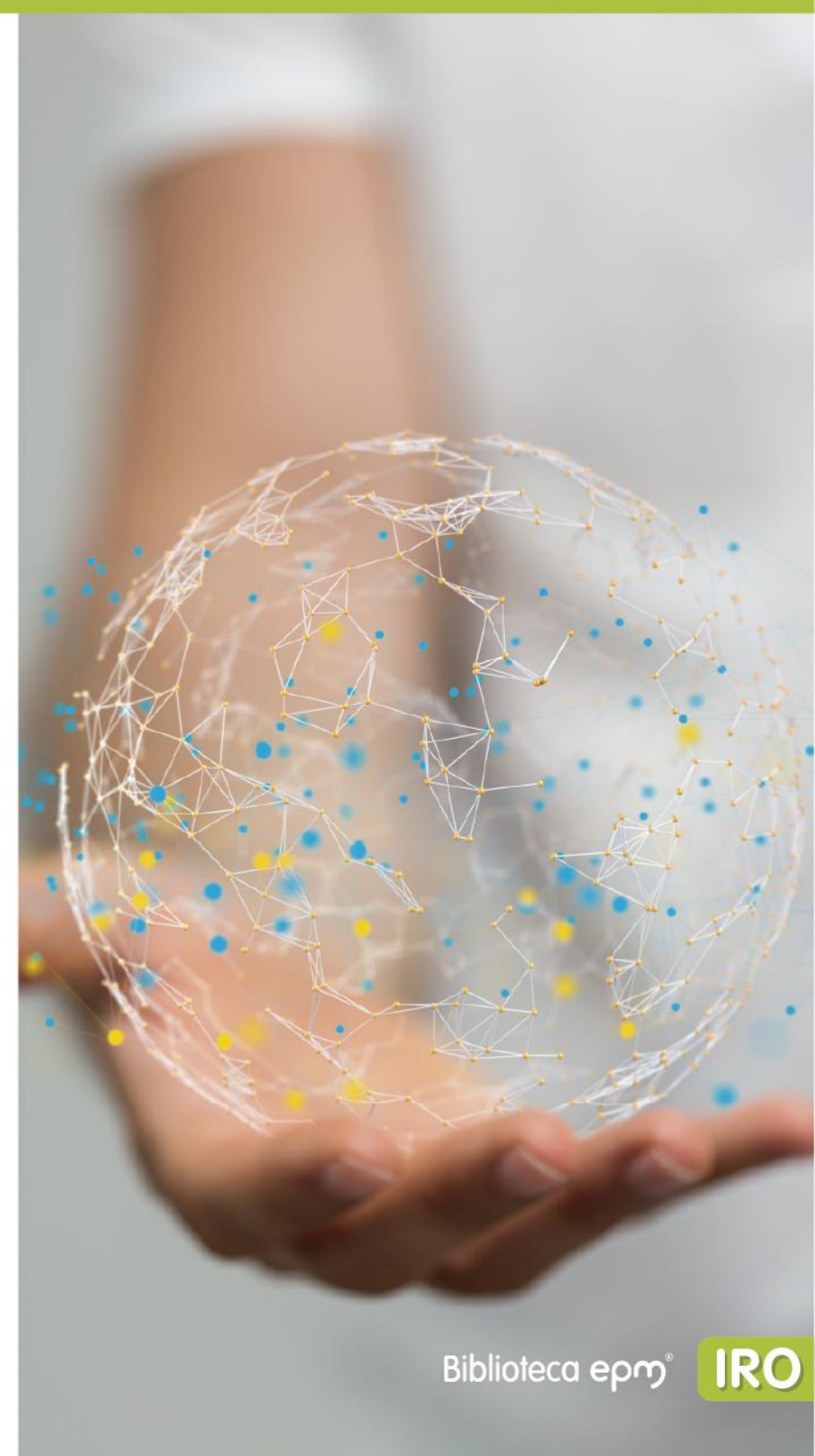
Otros beneficios para el usuario final según (Bismark, 2021), pueden ser:

Podrá instalar nuevas **tecnologías eficientes** de autogeneración como paneles solares y también uso de **vehículos eléctricos**

Mejora de la **calidad del servicio**

✓ Operadores de red

La lectura automatizada de los medidores de energía reduce costos y recursos. La disponibilidad en tiempo real de información de la red de distribución minimiza el tiempo de detección de fallas; también posibilita el monitoreo online de la calidad de la energía. La inclusión de generación distribuida disminuye el flujo de potencia total en las redes de distribución, las pérdidas del sistema y el costo de los activos. La creación de islas y microrredes aumenta la confiabilidad del sistema. La información del sistema AMI permite hacer predicciones de carga de corto plazo del sistema de distribución para garantizar la continuidad del servicio. También se habilitan programas de gestión de la demanda; esto disminuye el nivel de carga de los transformadores, mejora la regulación de tensión en las colas de los circuitos, disminuye la restricción de transmisión de energía y libera capacidad del sistema, entre otros beneficios. (Téllez et al, 2018)



Comercializadores de energía

El nuevo proceso de facturación reduce los errores de lectura de medición y los recursos requeridos para su ejecución. Mediante la gestión de históricos de consumo se pueden detectar anomalías y realizar mapas de fraudes de la red. También se pueden ofrecer servicios específicos sectorizados según el tipo de usuario final. La infraestructura AMI habilita mercados como la inclusión de vehículos eléctricos y la comercialización de energía prepago, ampliando la cobertura del servicio. (Téllez et al, 2018)

Al disponer de la información del sistema AMI, el comercializador puede implementar un sistema de tarifas que no tenga en cuenta solo la potencia eléctrica sino también la energía; esto representa ingresos por la energía consumida y por la contratada en el mercado minorista. También se puede modificar la inelasticidad de la demanda y habilitar el rol de Agregador, que se encarga de agrupar múltiples usuarios para presentarlos al sistema de distribución como una sola entidad. Así, se ofrecen servicios que articulen el mercado mayorista y minorista de energía eléctrica. (Téllez et al, 2018)

Sociedad y medio ambiente

El aumento de la eficiencia energética del sistema eléctrico tiene impactos positivos en el medio ambiente al reducir las emisiones de CO2 de plantas térmicas, y dando participación a fuentes de energía renovables. La apropiación y uso de nuevas tecnologías promueve la necesidad de recurso humano capacitado; también eleva el nivel educativo y tecnológico de la sociedad. (Téllez et al, 2018)



Beneficios para Colombia

Según el informe de Bismark (2021), las empresas de energía se pueden beneficiar de la implementación de la AMI, de las siguientes formas:

- ✓ Mejorarán la gestión de la red y el servicio, sin olvidar la relación con el cliente.
- ✓ Podrán proporcionar al Estado información en tiempo real para optimizar las políticas, cerrar brechas tecnológicas y focalizar de mejor manera los subsidios.
- ✓ Permite el control de los sistemas de distribución.
- ✓ Potenciar la competencia de la venta minorista.
- ✓ Control y reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas.
- ✓ Aminorar los costos de comercialización.
- ✓ Establecer modelos de eficiencia energética, tarificación horaria y dar respuesta a la demanda.
- ✓ Permite tener control del corte y reconexión del servicio de manera remota.

Además, según el "Informe de actualización No. 1 Área de oportunidad Smart Grid en Medición" de Ruta N, se identifica el área de oportunidad en Medición Inteligente, representada en tendencias, tanto para los usuarios como para las utilities, las cuales se presentan en las tablas a continuación:

Tabla 1. Tendencias de productos y servicios - Punto de vista del usuario. Fuente (Corporación Ruta N, 2016)

Tendencia	Atributos	Beneficios
1. Gestión de la energía en el hogar – HEM: Producto o servicio que monitorea, controla y analiza el consumo de energía en el hogar	Monitoreo, análisis y control del consumo de energía	Reducción de emisiones de CO2 a partir de la eficiencia energética
		Toma de decisiones para disminuir el consumo de energía (comercial y residencial)
2. Respuesta a la demanda: Cambios en los patrones del consumo de energía de acuerdo a los precios de la electricidad o a incentivos estatales	Manejo del consumo de energía	Reducción de emisiones de CO2 a partir de la eficiencia energética
	Información clara y en tiempo real (precios de la energía)	Ahorro económico debido al manejo remoto de la facturación y supervisión
	Cambios comportamentales	Posible recibo de incentivos
	Se hace necesaria con tecnología AMI	Reducción del pico de carga máxima
3. Servicios de valor agregado: - Conexión y desconexión remota ante variabilidad del precio de la energía - Alerta temprana de consumo - Servicio de reportes - Facturación - Simulación de presencia	Monitoreo, análisis y control del consumo de energía	Información instantánea de lo consumido y el costo de ello
	Información sobre consumo y facturación	Consumos remotos programados (simulación de presencia)
	Sistemas de seguridad (simulación de presencia)	Alerta temprana de exceso de consumo



Tendencia

Atributos

Beneficios

1. Respuesta a la demanda automática: Respuesta a la demanda efectuada por el operador de red; a cambio el consumidor gana incentivos por permitirlo

2. Análisis de la red en tiempo real: En el centro de control el operador tendrá el panorama completo de toda la red en tiempo real (conciencia situacional), facilitando la operación y la disminución de alarmas.

3. Diversidad en plataformas y estándares: Generar plataformas que desliguen al usuario final de un solo proveedor. Cada plataforma está asociada a un solo fabricante y esta a su vez a un estándar

Manejo del consumo de energía por parte de la empresa de servicios públicos	Menor costo de energía
Posibles disminuciones en el suministro de energía	Recibo de incentivos
Costo elevado de implementación	Reducción del pico de carga máxima
	Se hace necesaria con tecnología AMI
	Mejoramiento de las condiciones operativas por medio del control del flujo de la energía
Conocimiento total del estado de la red eléctrica	Controles más eficientes
Posibilidad de alto volumen de datos en tiempo real	Operación de la red en tiempo real
	Despeje de alarmas y fallas más rápido
Dependencia sobre una empresa	Al estar ligado a una empresa se pueden obtener paquetes más económicos
Integrar varias empresas dificulta la relación entre los diferentes sistemas	Mayor respaldo por parte de la utility
Alto precios por baja competitividad	



CAPÍTULO 2

AMI en Colombia, normativa y proyectos

- Política pública y regulación
- Panorama actual de proyectos y tecnología en Colombia
- Modelo para el despliegue de AMI

1



Ideas clave

- ✓ Colombia ha establecido lineamientos normativos y regulatorios a través de sus entes gubernamentales, con el propósito de construir una **política pública energética** que sirva como mecanismo de implementación a las redes inteligentes y el despliegue de estas en la red de distribución del sistema eléctrico del Sistema Interconectado Nacional (SIN).
- ✓ El despliegue de las redes inteligentes en Colombia ayudará a la consecución de los objetivos estratégicos planteados por la UPME para el sector energético, brindando **acceso universal**, mejora de la seguridad y calidad del suministro, la competitividad del sistema eléctrico y su sostenibilidad ambiental. A la par de esto se suman las iniciativas para la mejora de la eficiencia energética, la reducción de emisiones y la diversificación de la matriz energética.
- ✓ Con miras a alcanzar la Visión redes inteligentes Colombia 2030, la UPME plantea que es necesario la participación activa de todos los agentes involucrados incluyendo gobierno, regulador, usuario, empresa, proveedores de soluciones tecnológicas, universidades, centros de I+D, etc. Para ello construyó el **Mapa de Ruta de acción** para el caso colombiano, en el cual se describen acciones identificadas para implementar las tecnologías redes inteligentes donde AMI hace parte de estas (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II).
- ✓ El Mapa de Ruta presentado por la UPME para el despliegue de las nuevas tecnologías como AMI en Colombia, es un horizonte a nivel país que busca establecer un marco de temporalidad para asegurar el cumplimiento de los objetivos definidos en la **Visión Redes Inteligentes Colombia 2030** (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II).



2



Ideas clave

- ✓ Aunque Colombia cuenta con un marco político y regulatorio para la implementación de redes inteligentes, la UPME identifica posibles **barreras y oportunidades** que existen para el desarrollo de estas redes en el ámbito nacional, se plantean aspectos que afectan tanto positiva o negativamente el desarrollo de la tecnología AMI en temas de la propiedad de los equipos instalados (Contadores Inteligentes), interoperabilidad de los equipos, cargos horarios y tarificación, uso y protección de datos, telecomunicaciones y seguridad de la información (ciberseguridad) (Grupo técnico BID et al, 2016).
- ✓ Varias empresas del sector eléctrico y académico han realizado iniciativas y planes para el despliegue de tecnologías de **redes inteligentes**, como el caso de los proyectos piloto enfocados en AMI; inclusive anticipándose a los tiempos presentados por la UPME dentro del Mapa de Ruta de la Visión Redes Inteligentes Colombia 2030. Dentro de estas iniciativas se destacan aquellas que buscan mejoras en la eficiencia, la calidad y la continuidad del suministro eléctrico, así como aquellas que permitan reducir las pérdidas no técnicas (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte IV).
- ✓ La CREG definió el modelo para el despliegue del AMI en Colombia basado en los parámetros de competencia, acceso a los datos, flujo de información, **costos óptimos y menor riesgo jurídico** donde permite definir reglas de regulación a criterio de agentes responsables, actividades y deberes a su cargo; interoperabilidad; acceso y protección de los datos personales; propiedad sobre medidores; protección de expectativas legítimas y uso de los datos para la facturación del consumo (CREG, 2020).



El panorama energético colombiano según la UPME en el marco de Smart Grid Colombia Visión 2030 (Grupo técnico BID et al, 2016) no es ajeno al incremento del consumo energético mundial, el cual a la par de los crecimientos económicos, reflejan en el sector eléctrico una aceleración del consumo, pilar fundamental para el bienestar social en las próximas décadas.

Nuevas maneras de organizar la producción y gestionar la energía eléctrica motivan y dan paso a mejoras de las infraestructuras de redes eléctricas (Grupo técnico BID et al, 2016), la adopción e integración cada vez mayor de fuentes de energías renovables, así como la incursión de los vehículos eléctricos en la red, mejoras de la seguridad y eficiencia del suministro eléctrico, crean el concepto de red inteligente o Smart Grid.

En Colombia a partir de la participación del Estado, la academia y el sector público y privado se han realizado iniciativas para incursionar en el tema de redes inteligentes (Grupo técnico BID et al, 2016). Dando paso a algunos proyectos piloto de AMI en diferentes ciudades, y regiones los cuales incluyen desde la instalación de medidores eléctricos, hasta sistemas avanzados de supervisión y control de la red. Actualmente, a pesar de los avances, se presentan barreras para el panorama nacional en términos de regulación (Grupo técnico BID et al, 2016), financiación de nuevas tecnologías, los roles tanto de los usuarios finales como de las empresas de servicios públicos, además en temas de almacenamiento, telecomunicaciones, ciberseguridad y manejo de la información entre otros. Para mitigar ciertas barreras, en Colombia algunas entidades como la UPME, la Superintendencia de Industria y Comercio, además del sector empresarial, Universidades y Grupos de investigación, están generando alianzas para elaborar herramientas a nivel de regulación y también de planeación con el fin de diseñar estrategias para una correcta implementación y gestión tanto de las redes inteligentes como de AMI. **En esta sección se presentan extractos de algunas de estas estrategias.**

Política pública y regulación

El Ministerio de Minas y Energía establece los mecanismos y lineamientos de política energética para implementar la AMI en el servicio público de energía eléctrica. Como política pública para AMI se presenta el decreto 348 de 2017 Gestión eficiente de la energía, mediante lineamientos de política energética en materia de sistema de medición (Ministerio de Minas y Energía, 2017).

Así mismo la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) presenta también la Reglamentación para dicha política pública de AMI en la Resolución MME No. 400072 de 2018 (CREG, 2018) y sus posteriores: Resolución No. 40483 de 2019 (CREG, 2019), Resolución No. 40142 de 2020 (CREG, 2020), acompañadas de la Resoluciones CREG No. 219 de 2020 (CREG, 2020) y CREG No. 101001 de 2022 (CREG, 2022) "Por la cual se establecen las condiciones para la implementación de la AMI en el Sistema Interconectado Nacional (SIN)". En estas resoluciones, se describen los objetivos, funcionamientos básicos, requisitos técnicos generales, derechos y deberes de los usuarios, implementaciones, responsables, gestión de datos, gradualidad, remuneraciones, transición y ajustes regulatorios, interoperabilidad, y seguimiento al despliegue de la tecnología AMI en Colombia.

Respecto a temas regulatorios asociados al medidor, sistemas de gestión y operación, comunicaciones y ciberseguridad, la CREG hace referencia al cumplimiento de la Norma ICONTEC NTC 6079 (ICONTEC, 2021). En el siguiente esquema se presentan en orden cronológico los principales hitos normativos relacionados con la implementación de la AMI en Colombia, los cuales se estarán comentando durante el desarrollo de este capítulo.

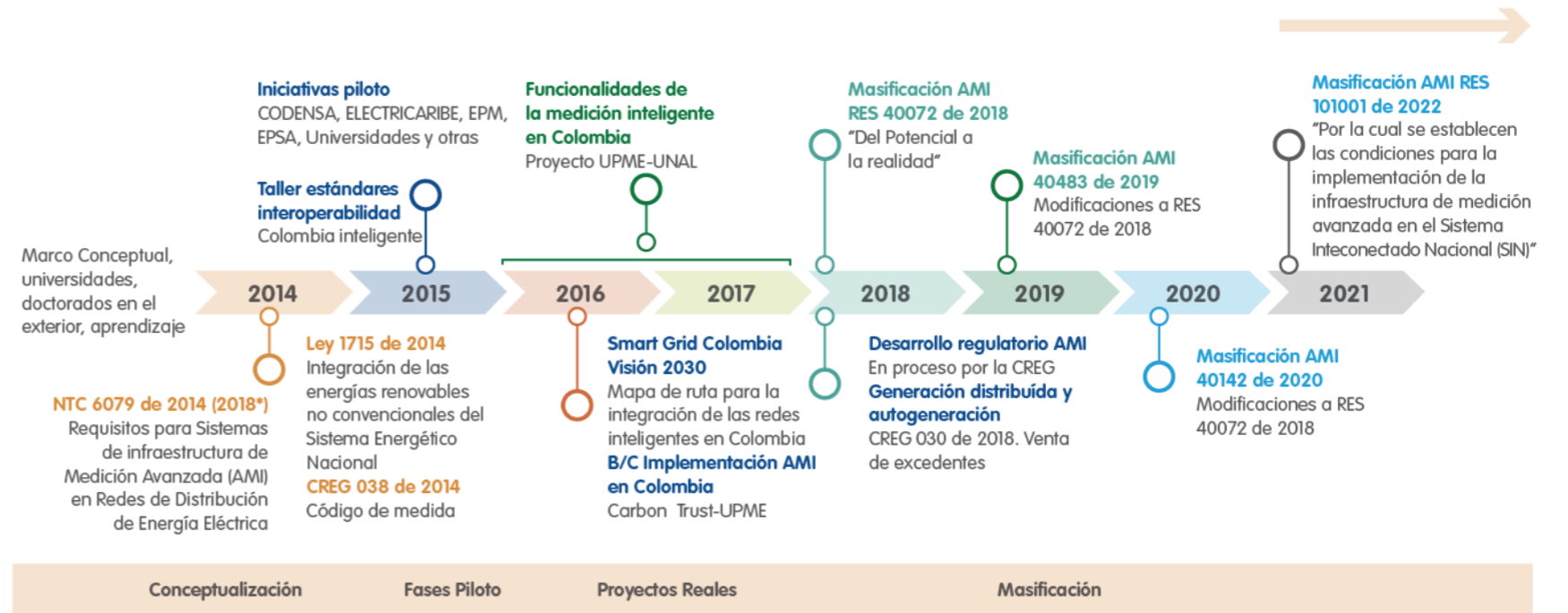


Ilustración 7. Políticas Públicas para el despliegue de AMI en Colombia, basado en información de (MINMINAS, 2018)

Bajo las resoluciones mencionadas, el **Ministerio de Minas y Energía** propuso los mecanismos para implementar AMI, la cual, se define como:

“Una infraestructura que permite la comunicación bidireccional con los usuarios del servicio de energía eléctrica. Esta infraestructura integra hardware (medidores avanzados, centros de gestión de medida, enrutadores, concentradores, antenas, entre otros), software, 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 del consumo de energía”. (Ministerio de Minas y Energía)

• **Objetivos de la AMI – Resolución MME 40072 de 2018**

Se plantean seis objetivos fundamentales que se espera puedan ser soportados a través de la implementación de esquemas de medición avanzados según (Tautiva, 2018):

- 1 Facilitar esquemas de **eficiencia energética**, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas
- 2 Habilitar la **incorporación de tecnologías** de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos
- 3 **Mejorar la calidad** del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución
- 4 Dinamizar la competencia en el mercado minorista y generación de nuevos modelos de **negocio y servicio**
- 5 Gestionar reducción de pérdidas **técnicas y no técnicas**
- 6 Promover la eficiencia en los **costos de prestación** del servicio

Además, la UPME ha planteado metas y objetivos en el Ideario de Objetivos Energéticos de Colombia para el año 2050 y los Ejes estratégicos y temáticos de la Iniciativa Colombia Inteligente (Grupo técnico BID et al, 2016). El cumplimiento de estos objetivos es la motivación principal para la implementación y desarrollo de las redes inteligentes en Colombia.

• **Objetivos estratégicos de Colombia Ideario 2050 / Plan Estratégico: Colombia Inteligente**

El Ideario Energético de la UPME recoge de forma general los principales objetivos y retos para el sector energético, la iniciativa Colombia Inteligente plantea en sus objetivos estratégicos las líneas maestras para el sector eléctrico de una forma más específica, no obstante, existen similitudes entre ambos planteamientos de objetivos, como se aprecia en la ilustración abajo (Semilleros de investigación Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2020).

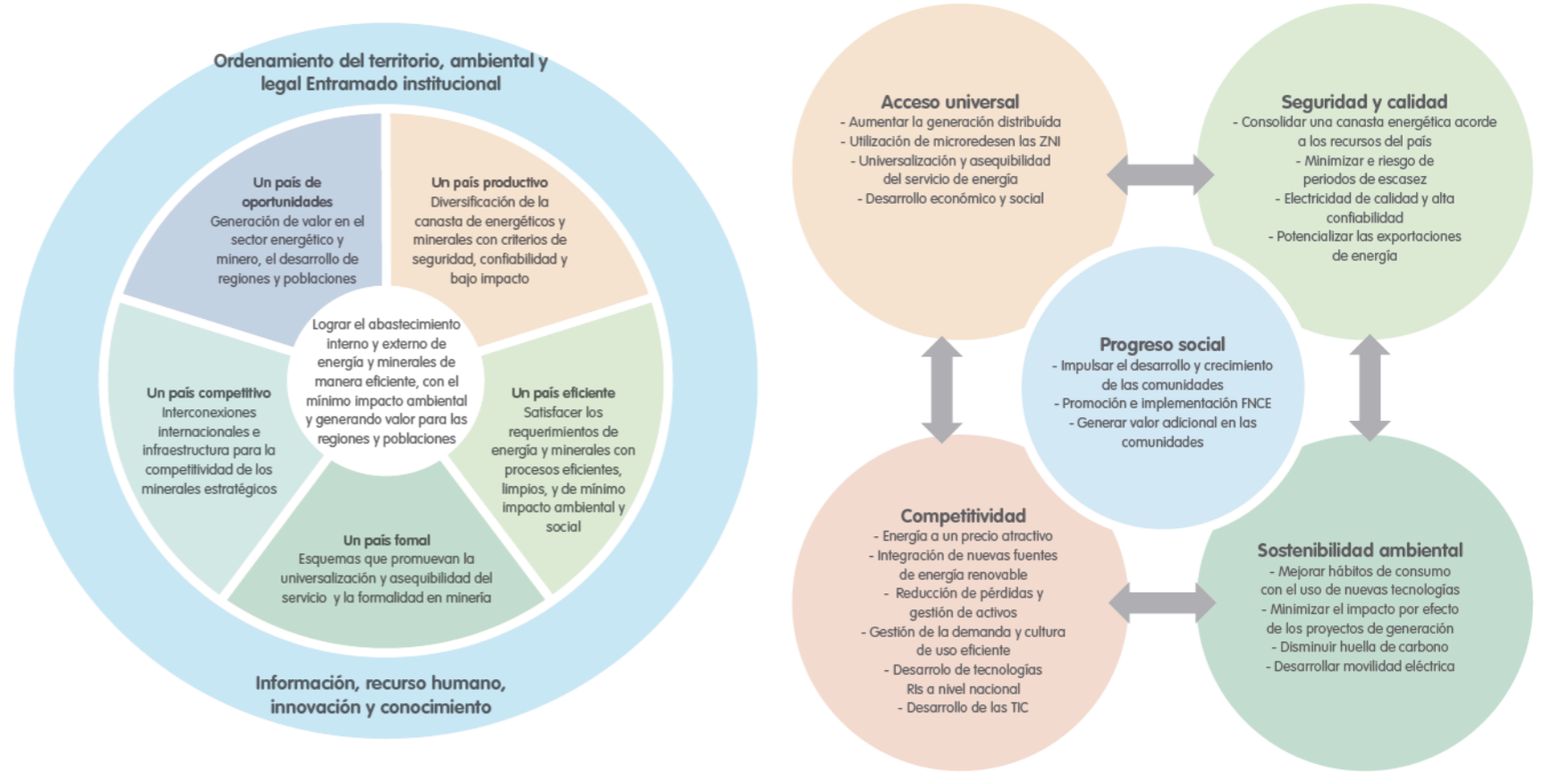


Ilustración 8. Objetivos estratégicos de Colombia Ideario 2050 / Plan Estratégico: Colombia Inteligente, fuente: (Grupo técnico BID et al, 2016)



En el ideario 2050 los objetivos se enfocan a unas orientaciones específicas del país, a continuación, se presenta una idea general de cada uno, para mayor claridad:

- **Un país formal - Acceso Universal**

Las Redes Eléctricas Inteligentes - REI permiten aumentar el grado de generación distribuida por medio de la **utilización de micro redes**, favoreciendo la generación eléctrica en las Zonas No Interconectadas (ZNI). Esta característica le brinda al país la posibilidad de avanzar de forma más eficaz y eficiente en las labores de universalización y asequibilidad del servicio de energía, en la medida que aún hay regiones del país que no cuentan con un suministro continuo de ésta, incentivando así el desarrollo económico y social de estas regiones y de todo el país. (Grupo técnico BID, 2016)

- **Un país productivo y eficiente - Seguridad y calidad**

Alcanzar un suministro confiable y eficiente de la energía, minimizando el riesgo de cortes eléctricos y garantizando la continuidad de suministro a través de la incorporación de nuevas fuentes energéticas y la implementación de tecnologías de punta, como, por ejemplo, **las asociadas a las RI**, que permitan una operación más eficiente del sistema. (Grupo técnico BID, 2016)

- **Un país competitivo - Competitividad**

"Su implementación permitirá **mejorar la competitividad** del país y obtener beneficios para los sectores tecnológico, eléctrico e industrial de Colombia" (Grupo técnico BID, 2016).

- **Un país eficiente - Sostenibilidad**

Promover la gestión eficiente de la demanda en todos los sectores productivos e incorporar la implementación de **energías renovables** por medio del desarrollo de nuevas tecnologías, como por ejemplo las RI, que permitan mitigar el impacto ambiental causado por el sistema eléctrico. Adicionalmente, considerar la utilización del vehículo eléctrico (VE) como elemento de penetración de estas tecnologías limpias en el sector transporte, y así reducir las emisiones de gases contaminantes (CO2) asociadas. (Grupo técnico BID, 2016)

- **Marco normativo para AMI en Colombia**

El Ministerio de Minas y Energía delega a la CREG como la encargada de establecer las **condiciones de implementación de AMI** para la prestación del servicio público domiciliario en el SIN (CREG, 2020). Así mismo, le da la responsabilidad de determinar el actor que se encargará de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la AMI.

Respecto a la meta de implementación en Smart Grid Colombia Visión 2030 (Grupo técnico BID et al, 2016), se establece bajo la Resolución 40483 de 2019 (CREG, 2019) que para el año 2030 el número de usuarios que deben contar con AMI debe ser del 75% del total de usuarios conectados en el SIN y se plantea la posibilidad de definir nuevas metas con base en análisis técnico-económicos cuando se identifique que no es alcanzable la meta para un mercado de comercialización. Igualmente, se otorga la **responsabilidad a la CREG de adoptar los ajustes necesarios para lograr una remuneración** eficiente en cuanto a las inversiones y los costos de funcionamiento que se requieran.

En cuanto a interoperabilidad, ciberseguridad y el uso y protección de datos, la CREG establece en su documento “Condiciones para la implementación de la AMI en el SIN” (CREG, 2020), condiciones y requisitos para el acceso a la información por parte de otros agentes siempre y cuando se respeten las consideraciones establecidas en las normas de protección de datos que aplican en el país. También se tiene como lineamiento y guía en temas de Telecomunicaciones y ciberseguridad la Norma ICONTEC NTC 6079 de 2021 “Requisitos para sistemas de AMI en redes de distribución de energía eléctrica” (ICONTEC, 2021). Complementario a todo lo anterior el documento de la CREG “Condiciones para la implementación de la AMI en el SIN” (CREG, 2020), hace la recopilación de antecedentes, problemática regulatoria, objetivos, esquemas de implementación, propuesta regulatoria, análisis de impactos, consulta pública y seguimiento a la regulación. Este documento es un insumo esencial para el entendimiento regulatorio, legal y jurídico de la implementación y despliegue de la tecnología AMI dentro del territorio colombiano y el SIN donde involucra a todos aquellos agentes que serán partícipes de dicho despliegue tecnológico.

Para enero de 2022 se publica la resolución 101001 en donde la CREG indica que el Operador de Red será el responsable del despliegue de la AMI y de la lectura de los medidores avanzados, tradicionales y teledados. Con esto se pretende garantizar un despliegue de la tecnología normalizado e interoperable. En la resolución se expone también un capítulo de derechos y deberes de los usuarios, donde se pretende involucrar a estos, desde el despliegue, buscando la aceptación, entendimiento y adopción de la tecnología, así como indicar los cobros asociados a AMI que estarán a cargo de dichos usuarios (CREG, 2022). Así pues, de acuerdo a esta breve introducción de la normativa y para lograr el cumplimiento de los objetivos antes mencionados, se identifican diferentes resoluciones, normas y documentos que promueven y regulan la implementación de AMI en Colombia, a continuación, se describen de manera general las más representativas.

Resolución 40072 de 2018 del Ministerio de Minas y Energía

La Resolución 40072 del 29 de enero de 2018 establece los mecanismos para implementar la AMI en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica. En esta se establece los objetivos que persigue el despliegue de AMI, las funcionalidades mínimas que dicha tecnología debe garantizar, y los aspectos importantes para su despliegue. La resolución indica expresamente que los operadores de red serán los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de AMI y fija una meta de conexiones para el año 2030 de 95% de usuarios urbanos y 50% en centros poblados y rurales. En cuanto a la remuneración, esta norma indica que la CREG adoptará los ajustes regulatorios necesarios para remunerar la implementación mediante la tarifa del servicio de energía eléctrica. (Superintendencia de Industria y Comercio, 2021)



Resolución 40483 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía

Esta norma introduce múltiples modificaciones a la Resolución No. 40072 de 2018, entre las que se encuentran principalmente: (i) el cambio de uno de los objetivos de la implementación de AMI. El objetivo original contenido en el numeral vi) del artículo 4 de la Resolución No. 40072 de 2018 indicaba que con la implementación de AMI se buscaba la reducción de los costos de prestación del servicio, mientras que la redacción vigente señala que el objetivo es promover la eficiencia en los costos y facilitar que se alcancen niveles de pérdidas eficientes; (ii) la ampliación de los plazos para que la CREG regule las condiciones de implementación; (iii) encarga a la CREG la determinación del agente encargado de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de AMI.

Por consiguiente, la Resolución No. 40072 de 2018 encargaba explícitamente el despliegue a los OR, mientras que esta nueva versión permite a la CREG determinar el actor que se encuentre en mejores condiciones para realizarlo; (iv) la reducción de la meta de AMI para el año 2030 que pasa a ser de un 75% de usuarios conectados en el Sistema Interconectado Nacional y la posibilidad de definir nuevas metas con base en análisis técnico-económicos cuando se identifique que no es alcanzable la meta para un mercado de comercialización y (v) modifica el artículo 9 para permitir que la CREG defina esquemas no tarifarios con el fin de remunerar la implementación de AMI. (Superintendencia de Industria y Comercio, 2021)

Resolución 40142 de 2020 del Ministerio de Minas y Energía

La Resolución No. 40142 de 2020 modificó la Resolución No. 40072 de 2018 para prorrogar por segunda vez el plazo otorgado a la CREG para regular AMI en el Sistema Interconectado Nacional y las Zonas No Interconectadas (Superintendencia de Industria y Comercio, 2021).

Resolución 131 de 2020 y Resolución 219 de 2020 de la CREG

El Proyecto presentado por la CREG surtió dos etapas de consulta pública. En primer lugar, a través de la Resolución CREG 131 de 2020 y, en segundo lugar, mediante la Resolución CREG 219 de 2020. Esta última, motivó la expedición del Documento CREG 019 de 2021 que relaciona los estudios y análisis realizados por parte de la Comisión y responde, de manera general, a las observaciones presentadas por terceros (Superintendencia de Industria y Comercio, 2021).

Resolución 101001 de 2022 de la CREG

Un cambio fundamental en esta resolución respecto a la medición es hacer responsable al Operador de Red del despliegue de la AMI y de la lectura de los medidores avanzados, tradicionales y teledados. Con esto se garantiza un despliegue normalizado e interoperable del mercado para los comercializadores que deseen acceder a él. También de manera transitoria el Operador de Red deberá disponer de las lecturas de los medidores en un portal web y una aplicación móvil para dar acceso a los comercializadores, usuarios y terceros autorizados para su futuro reporte e integración al GIDI (Gestión Independiente de Datos e Información). La resolución expone también un capítulo de derechos y deberes de los usuarios donde se pretende involucrar a estos desde el principio del despliegue, buscando la aceptación, entendimiento y adopción de la tecnología. (CREG, 2022)

• **Mapa de Ruta Smart Grids Colombia Visión 2030**

El Mapa de Ruta: Construcción y Resultados de la Visión 2030 Smart Grids Colombia (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II) define el grado y el ritmo de penetración de las tecnologías RI para su implementación en el SIN en tres fases (Ver tabla 3)

Tabla 3. Penetración de funcionalidades AMI según Fase, Adaptado de (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II)

		AMI	
		Penetración	Funcionalidades
Fase despliegue	58,0 - 70,9 % respecto a la energía total consumida	1	Lectura remota, detección manipulación, información usuario, limitación de potencia, gestión de la demanda (comercial e industrial)
Fase despliegue	65,2 - 88,3 % respecto a la energía total consumida	2	Tarifación horaria, medida Generación Distribuida
Fase despliegue	73,0 - 100,0 % respecto a la energía total consumida	3	Gestión de la demanda (usuario residencial), aplanamiento de la curva + reducción de pico de consumo
BASE		Interoperabilidad - Ciberseguridad	
		TICS	

La **UPME indica que el despliegue e instalación de contadores inteligentes (CI) para Colombia**, según las fases se plantea de forma gradual comenzando por aquellos sectores que permitan maximizar el aprovechamiento de los mismos, es decir, aquellos con un mayor consumo energético, y que, por motivos económicos, estén más predispuestos a su instalación (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II). De forma paralela propone su instalación en zonas en donde el problema de las pérdidas no técnicas es más elevado.

La participación del Usuario y los Operadores de Red como agentes principales que influyen en la implementación de la tecnología AMI. El usuario es el receptor del CI, quien debe aceptarlo e incorporarlo a su día a día. Muchos de los beneficios asociados a esta tecnología están basados en la adopción del usuario y el cambio en sus hábitos de consumo. El OR es el principal encargado de llevar a cabo las tareas correspondientes a la instalación, operación y mantenimiento de los CI y el resto de infraestructura necesaria que permitan dotar de distintas capas a la red convencional para convertirla en una RI. El rol del regulador es el de promover la regulación requerida para la implantación de la tecnología y la tarifación horaria. (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II)

Los agentes participantes en este mapa de ruta son según el documento Smart grids Colombia visión 2030, Parte II (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II):

- ID:** Centro de I + D
- ES:** Empresa de servicios Energéticos
- GB:** Gobierno
- OR:** Operador de Red
- PS:** Proveedor de soluciones
- R:** Regulador
- UN:** Universidad
- US:** Usuario

Se pretende que las acciones recomendadas por la UPME (Tabla 4) en el mapa de ruta sean realizadas por los agentes en las fases propuestas. Estas acciones también son explicadas en el documento Smart Grids Colombia Visión 2030 Parte II: Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II). El mapa de ruta utiliza tres tonalidades distintas de manera que, las acciones se clasifican en acciones recomendables, necesarias y críticas, cuanto más oscuro es el color del cuadro en el que se muestra la acción, más decisiva es para lograr la implementación de RI. Las acciones propuestas para cada tecnología RI se agrupan, según su naturaleza, en:

- Tecnología, infraestructura e I + D
- Marco normativo, nuevas actividades y mercados
- Marco normativo y regulatorio
- Integración del usuario

El marco temporal propuesto para cada acción, representado por la longitud de la barra asociada, se define para asegurar el cumplimiento de los objetivos definidos en la Visión RI Colombia 2030 (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II).

Tabla 4. Acciones para la implementación de la tecnología AMI (Mapa de Ruta), fuente: (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II)

AMI	Fase I					Fase II					Fase III					
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Penetración	58,0 - 70,9 % respecto a la energía total consumida					65,2 - 88,3 % respecto a la energía total consumida					73,0 - 100,0 % respecto a la energía total consumida					
Funcionalidades	Lectura remota, Detección manipulación, Información usuario, Limitación de potencia, Gestión de la demanda (comercial e industrial)					Tarificación horaria Medida Generación Distribuida					Aplanamiento de la curva de demanda Gestión de la demanda (usuario residencial)					
Tecnología, infraestructura e I+D	[OR; PS] Instalación infraestructura de medida y gestión de datos															
		[R; OR] Definición especificaciones Técnicas CIs y sistemas de gestión de datos		[R; OR] Definición procedimientos gestión información												
		[OR; PS] Definición procedimientos O+M														
		[GB] Creación infraestructura de certificación														
		[OR; PS] Formación operarios en la instalación, montaje y mantenimiento de los CIs														
				[OR; PS] Instalación de equipos de gestión de cargas, soporte de comunicaciones y sistemas de procesado de información												
		[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento para la optimización de la implementación de los CIs														
							[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para fomentar la accesibilidad de los usuarios a sus datos de consumo									
							[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para el desarrollo de sistemas de gestión de carga y de la comunicación con las cargas									
		[GB; ID; OR; UN] Proyectos piloto; Pruebas de interoperabilidad entre diferentes fabricantes, y de respuesta de demanda con tarificación horaria														
							[PS] Formación especializada personal empresas comercializadoras									
Marco Económico, nuevas actividades y mercados		[GB] Programas apoyo inversión (usuario o empresa, según inversión)														
		[ID; GB; ES; OR; PS; R; UN; US] Acciones de coordinación entre todos los actores														
							[ES; GB; R] Desarrollo ESCOS o similar									
Marco normativo y regulatorio		[R] Regular la propiedad de la información registrada														
		[R] Especificaciones mín. protocolos comunicación														
		[R] Generación perfil de datos														
		[R] Garantizar interoperabilidad entre los CIs y los centros de control del OR														
							[R] Garantizar el acceso de todos los usuarios a toda la información necesaria (vía web, telefónica, oficinas comerciales, etc)									
													[R] Garantizar la interoperabilidad entre los CIs, los equipos de gestión de cargas y las cargas			
		[R] Directiva que apoye la implementación														
		[R] Desarrollo de normativa tarificación horaria														
Integración usuario		[GB; OR] Programas generales de comunicación de los beneficios de los CIs														
		[OR] Información por los OR's asociados a cada acción de despliegue														
							[GB; OR] Campaña para la implementación en los usuarios la tarificación horaria									
													[GB; OR] Campaña de concienciación sobre los beneficios del aplanamiento y de la gestión activa			

ID: Centro de I+D ES: Empresa de servicios Energéticos GB: Gobierno OR: Operador de Red PS: Proveedor de soluciones R: Regulador UN: Universidad US: Usuario

Acción crítica Acción necesaria Acción recomendable

• Aspectos Normativos, regulatorios, económicos y sociales que benefician o afectan el desarrollo de la tecnología AMI en Colombia

La UPME en sus documentos Antecedentes y Marco de Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte I), y Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II) para la Visión Colombia RI 2030, hace un diagnóstico del marco político, regulatorio, económico y social, con el objetivo de diagnosticar su estado actual e identificar las principales barreras y oportunidades que existen para el desarrollo de las RI para el ámbito nacional, este ejercicio dio como resultado el resumen de la normativa y regulaciones más relevantes presentando aspectos que afectan tanto positiva como negativamente el desarrollo de la tecnología AMI.

Tabla 5. Aspectos normativos y regulatorios que afectan el desarrollo de la tecnología AMI en el Sector Energético y TICS. Fuente: (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte I).

	Tema	Oportunidades	Barreras
Código de medida	Propiedad del Contador	Indica que la propiedad del sistema de medición, incluyendo los contadores inteligentes, y la responsabilidad de costos por su implementación es acorde libremente entre las partes involucradas. Esto puede llevar conceptualmente a algunos resultados eficientes con respecto a la implementación de tecnologías y soluciones de RI	No se tienen en cuenta las externalidades positivas consecuentes de la mejoría en el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI que dependen de contadores inteligentes para su despliegue, además de los impactos positivos del despliegue de generación distribuida renovable sobre el ambiente y la salud. Limitación de la competencia de la actividad de comercialización, principalmente para consumidores de pequeña escala del segmento regulado
	Funcionalidades	X	No hay una regulación que especifique las funcionalidades mínimas para contadores inteligentes, preferencialmente con atención a funcionalidades requeridas para distintas aplicaciones
Propuesta Res. CREG 179/2014	Cargos horarios	La implementación de AMI es requisito para la implementación de tarifas horarias o de otras modalidades tarifarias que eviten fenómenos indeseables con subsidios cruzados entre determinadas clases de usuarios	Actualmente no se ha establecido la normatividad que regule la implementación de tarifas horarias o de otras modalidades tarifarias
Política Sectorial sector TIC	Seguridad de la información	La protección de la privacidad de la información en Colombia tiene origen constitucional, expresado como un derecho fundamental respecto del cual existen leyes estatutarias y decretos reglamentarios que son aplicables y de obligatorio cumplimiento en todos los sectores de la economía y de manera independiente de la tecnología que sea utilizada. Es suficiente hacer cumplir disposiciones ya existentes de la legislación.	<ul style="list-style-type: none"> ✓ El sector eléctrico no cuenta con un CSIRT de carácter sectorial ✓ No hay evidencia de coordinación efectiva entre el sector eléctrico y las entidades creadas por el CONPES 3701, en particular el CoCERT y el CCOC ✓ Existen distintos niveles de alistamiento frente al tema de Ciberseguridad entre las empresas del sector
		En caso de los datos de consumo eléctrico de las personas naturales, estos corresponden a datos personales y se requiere de la autorización de su titular para recolectar y procesarlos. Las empresas del sector eléctrico, tienen que cumplir tanto la Ley Estatutaria 1581 de 2012 como el Decreto Reglamentario 1377 de 2013, en la medida en que sean Encargados o Responsables del Tratamiento de Datos Personales.	
	Interoperabilidad	La CREG estableció que el ASIC debe implementar y mantener un sistema de gestión de seguridad de la información para los procesos involucrados en la gestión de las mediciones reportadas por los representantes de las fronteras con base en la norma ISO/IEC 21A nivel de sector eléctrico el CNO viene liderando iniciativas que han culminado con la expedición de acuerdos para definir una Guía de Ciberseguridad de Activos Críticos	X
		Se definió una Norma Técnica Colombiana que establece los requisitos para Sistemas AMI en redes de distribución de Energía Eléctrica	



Para la UPME el análisis costo beneficio muestra claramente la conveniencia de la instalación de contadores inteligentes. La tecnología AMI presenta un nivel de madurez tecnológica alto y actualmente hay disponibles en el mercado varios modelos de distintos fabricantes. No obstante, algunas funcionalidades como la tarificación horaria, la medida de generación distribuida o la gestión de carga en usuarios residenciales, necesitan un desarrollo regulatorio y tecnológico.

Por otra parte, la normalización actual (NTC 6079 "Requisitos para sistemas de AMI en redes de distribución de energía eléctrica") en Colombia respecto a los CI permite que su implantación se pueda desarrollar en estos momentos.

En cuanto a la aceptación social, se esperan ligeros problemas entre los usuarios de los estratos socioeconómicos más bajos. Con el objetivo de reducir las pérdidas no técnicas, algunos OR instalaron contadores prepagos para facturar la energía de forma que el usuario paga la energía antes de consumirla.

Otro valor agregado es el obtenido por los OR, el "know how" adquirido con el despliegue de los CI puede ser muy útil en la toma de decisiones para definir el modelo idóneo de implementación que pueda ayudar a reducir los tiempos y costos de implementación (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II).

Otras barreras actuales según la UPME (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte II) para el desarrollo de las tecnologías en Colombia, sobre las cuales es posible actuar para impulsar las Redes Inteligentes son:

Las TIC suponen un costo para el OR por cada usuario

Bajo costo de la lectura y operación manual actuales

Insuficientes resultados empíricos en Colombia (proyectos piloto hace 15 o más años)

Concienciación: se requiere informar y educar al consumidor

Identificación de las principales dificultades en la implementación de infraestructura de medición inteligente con sistemas de generación distribuida según la CREG.


Siempre que se aplican tecnologías emergentes en sistemas de generación y distribución de energía eléctrica, como es el caso de los sistemas de medición inteligente, se presentarán algunas dificultades en su implementación. Existen dos dificultades principales según el trabajo de Duarte et al, (2020):

Error en el reconocimiento de elementos de protección de los sistemas eléctricos por parte del "medidor inteligente", lo cual requirió de intervención manual para la corrección del error.

Error en el reconocimiento de las fases por parte del "medidor inteligente" lo cual había generado una comunicación indeseada.

En la Tabla 6 se resumen los retos encontrados por el usuario, las compañías eléctricas y el medio ambiente.

Tabla 6. Barreras de la medición inteligente. Fuente: (Duarte et al, 2020)

 Por parte de la compañía eléctrica	 Por parte de los usuarios	 Por parte del medio ambiente
<ul style="list-style-type: none"> ✓ Transición de la tecnología existente a la nueva tecnología (poco recurso humano calificado) ✓ Gestionar la correcta reacción de los usuarios debido a la introducción del nuevo medidor (concientizar) ✓ Los proyectos son complejos y nuevos, por lo tanto, requieren mucho tiempo (p. ej. Interoperabilidad) ✓ Mayor costo de la infraestructura de medición AMI ✓ Gestión de la seguridad de los datos de los usuarios ✓ Optimización del despliegue de los sistemas de medición 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Confiabilidad en los datos recolectados y procesados por el nuevo medidor ✓ Protección y privacidad de los datos personales ✓ Tarifas adicionales por la instalación del nuevo medidor 	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Disposición final de los medidores antiguos (electromecánicos y AMAR)

Otra de las principales dificultades expuestas en el documento “AMI en sistemas de distribución con generación distribuida en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión para adoptar políticas en materia de eficiencia energética” (Duarte et al, 2020) son los altos costos de inversión, como es el ejemplo del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) el cual en 2015 **reportó una inversión de miles de millones de dólares** para implementar, diseñar, mantener y operar los sistemas de medición inteligente en las redes de distribución.

Para el caso de Colombia el tema de inversión no es ajeno como barrera para la implementación de las nuevas tecnologías, la poca inversión que se da en la incorporación de los sistemas de generación basada en “**las energías limpias**” según Duarte et al, (2020); conlleva a un pobre avance tecnológico y el retraso en el despliegue de herramientas que impulsen escenarios energéticos sostenibles. En la Tabla 7 se muestra el poco compromiso que tiene Colombia comparado con otros países de América Latina para enfrentar con determinación la necesidad de inversión en el campo de las energías renovables.

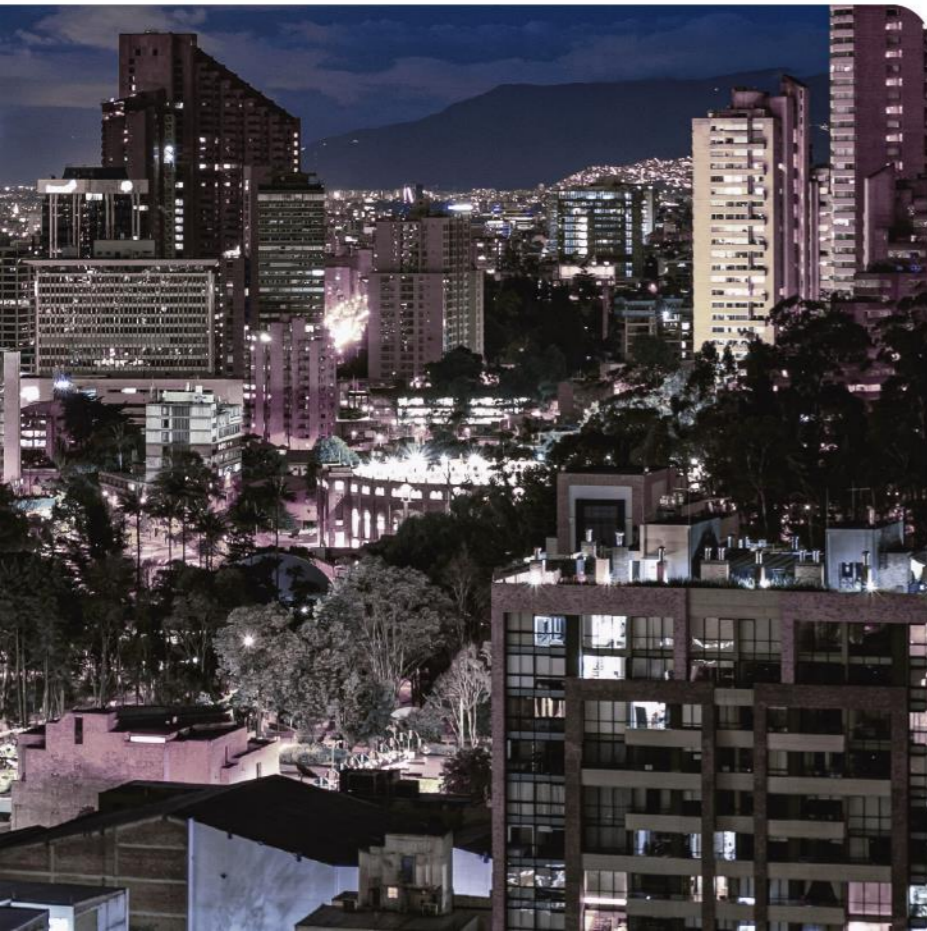


Tabla 7. Países con más energías renovables en América Latina. Fuente: (Duarte et al, 2020)

Países	N° políticas apoyo Energías Renovables*	% Combustibles renovables y residuos**	% Energía nuclear y alternativa**	Promedio País
Paraguay	2	45,8	102	49,9
Guatemala	6	62,2	4	24,1
El Salvador	5	17,4	34,5	19,0
Honduras	4	43,7	5,1	17,6
Costa Rica	1	15,8	36	17,6
Nicaragua	2	40,8	9,6	17,5
Brasil	7	28,9	15,4	17,1
Uruguay	9	29,3	12,8	17,0
Chile	7	19,0	5,2	10,4
Perú	4	15,0	9	9,3
Colombia	3	11,5	13,3	9,3
Bolivia	0	24,6	2,6	9,1
Panamá	6	11,5	8,7	8,7
R. Dominicana	8	8,9	1,8	6,2
Argentina	9	3,8	5,5	6,1
México	6	4,4	5,5	5,3
Ecuador	3	5,4	7,4	5,3
Cuba	0	13,2	0,1	4,4
Venezuela	0	0,9	10,3	3,7
Promedio Latam	4,3	21,2	15,2	0

Ren 21 Renewable 2013 Global Status Report **Banco Mundial. Datos de 2011

Panorama actual de proyectos y tecnología en Colombia

Según el mapa de ruta “Smart Grid Colombia Visión 2030” la AMI es una tecnología madura, apoyada en una red de comunicaciones adecuada que incluye tanto a los elementos de medida que informan del estado de la red como a los medidores inteligentes instalados a nivel de usuario. Actualmente hay disponibles en el mercado varios modelos de distintos fabricantes de esta tecnología.

Este último elemento, el medidor inteligente, aporta nuevas funcionalidades que favorecen la comunicación bidireccional entre la empresa de suministro de energía eléctrica y los usuarios, incluyendo a eventuales nuevos agentes intermedios (comercializadores de energía, empresas de servicios energéticos, gestores de recarga de vehículos eléctricos, etc.) que más allá de energía ofrecen **servicios integrados de calentamiento, iluminación, diversión, seguridad, entre muchos otros**, además, permite la participación activa del usuario en el mercado de energía eléctrica (Superintendencia de Industria y Comercio, 2016). En el caso colombiano se vienen adelantando acciones interesantes por parte de las empresas del sector, como la iniciativa sectorial Colombia Inteligente, en donde participan diferentes empresas (XM, EPM, CODENSA, EMCALI, CELSIA, EPSA, ELECTRICARIBE, EEB, ISAGEN), centros de desarrollo tecnológico (CIDET, CINTEL) y entidades sectoriales (CNO, CAC, COCIER), quienes con el liderazgo de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y auspicio del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) desarrollaron el mapa de ruta para el aprovechamiento de las tecnologías “Smart Grid” en Colombia titulado “Smart Grid Colombia Visión 2030”. Este mapa es insumo fundamental para la toma de decisiones con respecto a políticas de gobierno, ajustes del marco regulatorio, articulación de actores y priorización de acciones, investigaciones e incentivos (Superintendencia de Industria y Comercio, 2016).

En la actualidad, la normalización en el país permite la integración de medidores inteligentes en las redes eléctricas según la NTC 6079. Requisitos para sistemas de AMI en redes de distribución de energía eléctrica (ICONTEC, 2021). Además, el proyecto de decreto del Ministerio de Minas y Energía, por el cual se **establecen lineamientos de política pública** para incentivar la autogeneración a pequeña escala, la gestión de la demanda de energía eléctrica y la medición inteligente (CREG, 2018), busca que por lo menos el 75% de los usuarios urbanos estén atendidos con medidores inteligentes a más tardar en el año 2030. Ésta, se convierte en una oportunidad de oro para los fabricantes, comercializadores, y distribuidores de los dispositivos. El documento Smart Grids Colombia Visión 2030 de la UPME presenta el Anexo 7 “Iniciativas de Redes Inteligentes en Colombia” (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte IV) el cual recopila las experiencias más relevantes desarrolladas en Colombia para RI entre ellas AMI, las cuales se resumen en la Tabla 9.

Tabla 8. Proyectos piloto referentes a AMI desarrollados en Colombia, adaptado de (Grupo técnico BID et al, 2016. Parte IV)

Proyectos Piloto referentes a AMI			
Nombre del Proyecto	Ubicación del Proyecto	Empresa desarrolladora	Descripción general del proyecto
Tecnificación de la medida	ATLÁNTICO	ELECTRICARIBE	Detección de manipulación de medidores en grandes consumidores de energía, a través del reporte de alarmas generadas por sensores e información que entregan los medidores
Intelligent Supervision and Advanced Control (iSAAC) Fase III	ANTIOQUIA	XM	El Proyecto Sistema Inteligente de Supervisión y Control Avanzado de tiempo real (iSAAC por su nombre en inglés: Intelligent Supervision and Advanced Control System) tiene como objetivo diseñar la arquitectura, el ecosistema funcional y un prototipo para los futuros sistemas de supervisión y control en tiempo real, proponiendo una visión hacia una evolución radical de los sistemas SCADA/EMS. Esta visión está soportada en la premisa que la tecnología de supervisión evolucionará en 5 grandes temas, así: <ul style="list-style-type: none"> - Integración completa de la Medición Fasorial en las herramientas de supervisión - Desarrollo de funcionalidad de supervisión y control (EMS) distribuida en las subestaciones - Infraestructura de Comunicaciones con paradigma de Nube/Bus de Datos (Redes IP y SOA) - Desarrollo de paradigmas de Protección Colaborativa - Paradigmas de Conciencia Situacional Avanzada para Operadores
Proyecto Piloto de Medición Inteligente Multiservicio	ANTIOQUIA	EPM	Proyecto piloto de Smart Metering en electricidad, aguas y gas natural, para aproximadamente 1.000 clientes, con el objetivo de asimilar la tecnología y medir impactos en calidad del servicio, identificación de pérdidas y costos comerciales, entre otros
Piloto Smart Metering	BOGOTA D.C.	CODENSA S.A. ESP	Evaluación del Smart Metering masificado como una infraestructura tecnológica que puede aportar en el desarrollo de Colombia y en los objetivos estratégicos de CODENSA.- Implementar un piloto de medidores inteligentes con el objetivo de demostrar los beneficios de la infraestructura de medición avanzada (AMI)- Normalizar los sistemas de medida centralizada existentes en la compañía- Disminuir las pérdidas de energía por el hurto- Aumenta la calidad del servicio de energía eléctrica- Disminuir los costos de operación en las actividades de suspensión, inspección y reconexión
Proyecto Infraestructura AMI sobre plataforma	VALLE	ACLARA PLS	Implementar soluciones que permitan atender la problemática de pérdidas no técnicas y el problema de bajo recaudo, en condiciones accesibles para los usuarios del sistema
Estudio del Protocolo IPv6 en el Modelo de Datos del Dominio de Distribución de la Smart Grid	VALLE	UNIVERSIDAD DEL VALLE	En este trabajo se evalúa el desempeño de IPv6 en el dominio de distribución de RI. Esta evaluación incluye una medición y análisis de los retardos, volúmenes de tráfico, anchos de banda, condiciones de seguridad y tiempos de asignación de direcciones con relación a diferentes condiciones de congestión en la red y número de usuarios activos. Se concibió un plan avanzado para superar las fuertes limitaciones que impone trabajar con simulación en este contexto

Según el documento “**Reporte Final del Proyecto Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia**” el cual hace una revisión de la literatura y exploración de la situación de las redes inteligentes en Colombia. Identifica que para AMI la funcionalidad de mayor despliegue es la de lectura remota del medidor, seguida por la de corte y reconexión. Para Colombia el estudio observó un avance importante en cuanto a implementación de proyectos piloto con funcionalidades reducidas. Sin embargo, no se observa un avance importante en cuanto a interoperabilidad que permita ofrecer a los usuarios nuevos servicios. Claro ejemplo de ello es que, respecto a la implementación de AMI en Colombia, el estudio indica que aún no se cuenta con un despliegue **mayor al 20%** y en un importante número de casos las empresas aún no han iniciado el despliegue de esta infraestructura (UPME , 2020).

Modelo para el despliegue de AMI

La Universidad Tecnológica de Pereira, desarrolló el estudio “**Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer el agente que debe desarrollar la implementación de la AMI**” (UTP, 2019), en el cual se analizaron las diferentes opciones de implementación de un sistema de medición avanzada AMI y se plantearon 4 posibles escenarios para determinar cuál es el agente(s) que debería(n) implementar este tipo de tecnologías para Colombia, basados en las experiencias internacionales y en la literatura disponible sobre medición avanzada. Los modelos difieren en la asignación de responsabilidades para el despliegue, incluyendo la instalación de los medidores, la solución de telecomunicaciones y la gestión de la información (CREG, 2020).

Este análisis se realizó bajo la perspectiva de un modelo de gestión de datos debido a que el beneficio de esta 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. Modelos presentados por el estudio de la Universidad Tecnológica de Pereira a la CREG, (2020)



Además, el modelo implementado de gestión de datos se define como un conjunto de prácticas para organizar, mantener y colocar a disposición unos datos. De igual manera el estudio consideró a manera particular, que el modelo de gestión de datos en medición avanzada 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 (UTP, 2019). De forma específica, las actividades que comprenden el modelo de gestión de datos fueron definidas de la siguiente manera en el documento de la UTP (2019):

- ✓ **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 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.

Desde la CREG se realizó el análisis cualitativo a los 4 posibles escenarios planteados por medio del estudio para la implementación del AMI en Colombia en el documento "condiciones para la implementación de la AMI en el SIN" (CREG, 2020). Según la Superintendencia de Industria y Comercio (2021), en este se destacan dos de los escenarios planteados (Modelo 2 y 3), debido a que estos contienen **parámetros de competencia**, acceso a los datos, flujo de información y costos óptimos frente a los otros escenarios. Sin embargo, uno de estos escenarios destacados contiene un menor riesgo jurídico en comparación con el otro (Modelo 3), debido a que permite definir reglas de regulación referentes a:

- ✓ La determinación de agentes responsables, actividades y deberes a su cargo
- ✓ Interoperabilidad
- ✓ El acceso y protección de los datos personales
- ✓ La propiedad sobre medidores
- ✓ Protección de expectativas legítimas
- ✓ El uso de los datos para la **facturación del consumo**

El modelo elegido por la CREG como alternativa regulatoria para la implementación de AMI, asigna el despliegue de AMI a los OR para los respectivos mercados que atienden, traslada la obligación de realizar la medición del comercializador al OR, reconoce que este último tendrá derecho a recibir el equivalente al 15% del costo de comercialización para el despliegue y crea un agente dentro del sistema denominado GIDI (Gestor Independiente de Datos e Información), **quien actuará como el actor encargado de la recepción de los datos**, su almacenamiento y gestión centralizada (Superintendencia de Industria y Comercio, 2021).

Modelo para el despliegue de AMI

En el modelo asigna la responsabilidad al OR para instalar los medidores a los usuarios del servicio, pero la gestión de información se realiza de manera centralizada **a través de un gestor independiente de información**. Esto quiere decir que el repositorio de datos está a cargo de un tercero y, por lo tanto, el acceso a la información es a través de ese gestor de información. El reporte de la información es responsabilidad de OR, quien debe entregarla en las condiciones establecidas por la regulación a ese tercero independiente.

La incorporación de un gestor de información que realice esta tarea de manera independiente busca mitigar el riesgo asociado al ejercicio de poder de mercado por parte del OR o del comercializador. Las normas que se establecen con respecto al reporte de información (por ejemplo, periodicidad, calidad y completitud del reporte) deben garantizar un acceso en condiciones de neutralidad de cara a los usuarios de la información. Este esquema reitera el valor de la información resultante de la AMI para obtener los **beneficios que ofrece la nueva tecnología de medición**, sin relevar al OR de la responsabilidad de lectura del medidor y reporte de la información al gestor independiente (CREG, 2020). En conclusión, se establece el modelo centralizado en donde el almacenamiento de datos es responsabilidad de un gestor de datos y las demás actividades son delegadas al OR para cada mercado de comercialización. En este sentido, la información generada por todos los sistemas AMI de los distintos mercados de comercialización es centralizada en una sola base de datos, pero cada **OR** se encarga de la medición y tiene la información de sus clientes (UTP, 2019).

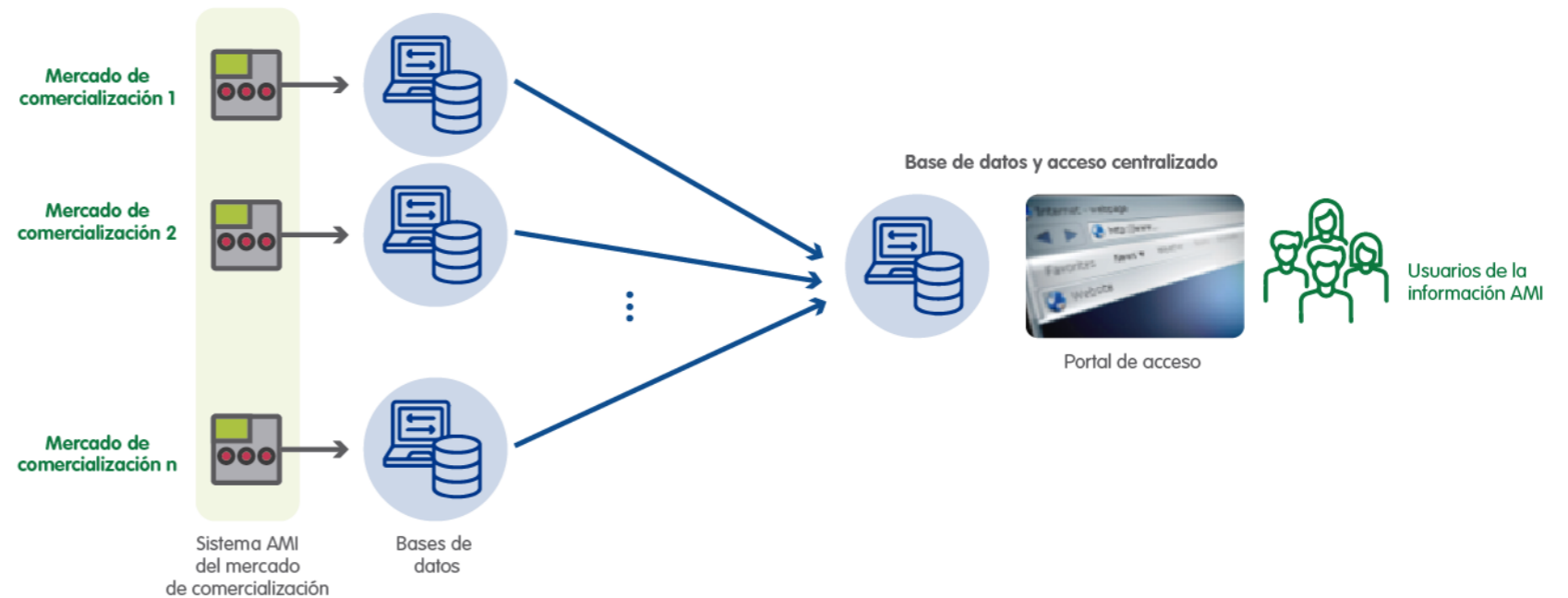


Ilustración 9. Modelo centralizado de gestión de información fuente (UTP, 2019)

La ilustración 9 presenta el esquema en el que el OR recoge la información del medidor y la remite al gestor de información. Si bien es posible que haya información que permanezca en el OR, se trata de **información puramente requerida para fines operativos asociados a la actividad de distribución**. Los usuarios de la información pueden acceder a toda la demás información a través del gestor (CREG, 2020).



CAPÍTULO 3

Cómo se implementa AMI en el mundo.
Casos de estudio

- Metodología para llevar a cabo los proyectos de implementación de AMI

1. Smart City Málaga
2. Hydroquebec – AMI
3. Smart City Santiago
4. Proyecto Linky Francia

1



Ideas clave

- ✓ Al analizar los casos de estudio, se logra identificar que la **decisión de implementar el tipo de activos y la tecnología de red inteligente afecta a las empresas de servicios públicos**, los clientes y los proveedores de equipos, y cada uno estará interesado en aspectos específicos de los resultados. Los clientes estarán interesados en decidir si la factura de electricidad justifica el tipo de tecnología de servicio que están implementando y si es rentable. Las empresas de servicios públicos estarán interesadas en saber qué tan bien está funcionando el equipo. Los proveedores estarán interesados en saber si su solución conducirá a una nueva oportunidad comercial rentable, reduciendo costos y / o aumentando los ingresos (Sospiro et al, 2021).
- ✓ El despliegue de AMI en la instalación de sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol permitieron, además de actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución, una nueva manera de gestionar la energía y potenciar la calidad del servicio, **fomentando la participación activa del usuario en el sistema eléctrico**, ayudando a generar conciencia de ahorro energético al aportar información más detallada de sus consumos ya que, por primera vez, se convierte en un sujeto activo en el sistema energético, al tener datos para poder cambiar su comportamiento y, con él, su nivel de consumo (ENDENSA,2017).
- ✓ Ejemplos de componentes **"Smart"** aplicados en las ciudades inteligentes se basan en la introducción de últimas tecnologías de control remoto, la digitalización, automatización de la red, y al uso de soluciones innovadoras de eficiencia energética, iluminación de bajo consumo o la integración de las energías renovables en la red como es el caso de la Smart City Málaga un referente en el diseño del modelo energético de las ciudades del futuro (ENDENSA,2017).



2



Ideas clave

✓ En Canadá los proyectos AMI en sus inicios buscaron acceder a los datos de los medidores inteligentes con el fin de **mejorar las operaciones y la facturación de las empresas de servicios públicos**. AMI fue la columna vertebral para los medidores inteligentes, eliminando la necesidad de leer manualmente los medidores, liberó así un flujo de datos de facturación para las empresas de servicios públicos y ayudó a establecer eficiencias operativas que todavía se utilizan hoy en día (Energy Manager Canada, 2021).

Sin embargo, las empresas enfrentaron grandes retos, debido a los enormes volúmenes de datos que se enviaban y la forma de actuar eficazmente con estos, los datos existían, pero **las empresas necesitaban una forma de integrarlos y compartirlos de forma que estos les permitiera interactuar mejor con los consumidores** residenciales, comerciales e industriales para obtener resultados prácticos. Para muchas empresas de servicios públicos, el riesgo de obsolescencia de la tecnología se hizo evidente; por lo que se hizo necesario un cambio significativo en el proceso de adquisición de AMI para hacer realidad las capacidades metrológicas y computacionales de los medidores inteligentes y los sistemas AMI (Valutech Solutions Inc, 2011).

✓ La implementación de AMI en América Latina, ha tenido sus frutos y respuestas positivas, si bien a priori podría generar un impacto cultural negativo o de incertidumbre por parte de los usuarios y un temor asociado al costo de la tecnología, posteriormente se puede **evidenciar una mayor exactitud y transparencia en los cobros de energía**, un mayor consumo eficiente en horas pico, así como ahorros en los gastos operativos y una mejor predicción de la demanda. De acuerdo con el proyecto Smart City Santiago, adicional a lo anterior se reflejó una mejora para la empresa en el proceso de gestión de compras de potencia (Serrano, 2017).

✓ Asimismo, la implementación de AMI en América Latina y su relación con el uso eficiente de la energía, permite generar ahorros que van en directo beneficio de los clientes, disminuir las emisiones de CO2 y los niveles de ruido; así como observar ahorros en consumo de energía. **Particularmente, en el caso del mobiliario urbano con un 40% aproximado de ahorro respecto al sistema tradicional**. El proyecto integra las tecnologías de última generación disponibles con el fin de disminuir la huella de carbono, combinando innovación, eficiencia y sostenibilidad. Además, este modelo de ciudad permitirá mejorar la calidad de vida de los habitantes (Chilectra, 2014).



3



Ideas clave

- ✓ De la experiencia de Francia se concluye: el proyecto Linky es un éxito técnico, por otro lado, las dificultades encontradas, aunque no son fáciles de corregir, no es probable que pongan en duda un programa necesario. La orientación más importante se refiere al **fortalecimiento del componente de gestión energética, en línea con los objetivos de la transición energética**. Para ello, sería necesario desarrollar y permitir la transmisión de los niveles de tarifas a los dispositivos de visualización en el hogar. Los estudios muestran una reducción del consumo del 6 al 10% cuando los clientes están equipados con pantallas en euros. También se debe desarrollar la posibilidad de recibir estos datos de energía en los teléfonos inteligentes en el hogar. Finalmente, la dinámica del mercado de suministro requeriría que los datos de consumo de un año estuvieran disponibles y de fácil acceso, lo que facilitaría propuestas innovadoras de los proveedores de energía a favor de la transición energética (Mohamed & Oussama, 2018/2019).
- ✓ **En Francia la protección de datos personales fue un factor crítico para el proyecto.** El miedo al robo (o a la piratería) de datos personales fue una de las razones dadas por los clientes para rechazar el medidor Linky. Está claro que la curva de carga, a intervalos de 10 min, cada media hora o cada hora, es la parte más sensible. A partir de esta curva, la Comisión Nacional de Computación y Libertades (CNIL) señala acertadamente que se pueden reconstruir muchos elementos que afectan a la privacidad, por ejemplo: horas de levantarse, de acostarse, horas o periodos de ausencia, volumen de agua caliente consumida, número de personas en casa, etc.

Estos datos son eminentemente personales, y los ciudadanos pueden legítimamente querer garantías en cuanto a su confidencialidad. Sobre la base de esta observación, la deliberación de CNIL 2012/404, entre otras medidas, regula rigurosamente los datos más sensibles del medidor, a saber, la curva de carga. Establece **condiciones estrictas para el uso de esta curva**, siendo el primer principio que no puede elevarse sin el consentimiento del suscriptor. Si a efectos de resolver una incidencia el administrador de la red puede tener acceso a la misma, dicho acceso se limita al tiempo necesario para la reparación, no pudiendo transmitirse ni almacenarse los datos recabados (Flüry-Hérard & Dufay, 2017).



Para este capítulo del informe, se han seleccionado algunos proyectos implementados a nivel mundial, como casos de estudio que sirven de referencia para Colombia. Se ha encontrado y sintetizado información valiosa sobre su estructuración, su desarrollo y situación actual.

Antes de mencionar los casos seleccionados de implementación de AMI, se expone un extracto del documento “Smart Grid in China, EU, and the US: State of Implementation”, que muestra un panorama general de las redes inteligentes y su implementación. Como se menciona en el capítulo 1, las redes inteligentes, son la base sobre la cual se pueden sustentar los proyectos de tecnología AMI, por lo que conocer el estado actual de las Smart Grid permite conocer el marco de actuación en el que se están desarrollando los proyectos AMI.

Metodología para llevar a cabo los proyectos de implementación de AMI

Un estudio patrocinado por la Asociación Canadiense de Electricidad (CEA) destaca las ventajas y desventajas de implementar algunas de las tecnologías, productos y servicios de redes inteligentes (Sospiro et al, 2021). La automatización de la distribución (DA), los elementos de infraestructura de consumo inteligente como los sistemas de gestión de distribución (DMS), la infraestructura de medición automatizada (AMI), los hogares inteligentes (SH) y los electrodomésticos inteligentes (SA) son algunas de las tecnologías que se están implementando en algunos países en desarrollo como China, India y en algunas partes de los EE. UU., lo que especifica la diversidad de políticas de la CEA.

El estudio analiza muchas tecnologías que se están utilizando para implementar redes inteligentes, así como las tendencias futuras, la combinación de tecnologías de energía renovable con sistemas combinados de calor y electricidad (CHP), la gestión y el control de la energía de las estaciones de carga de vehículos eléctricos (EV), control voltaje-frecuencia de inversores de una fuente de voltaje, programación inteligente de generación para sistemas de almacenamiento por bombeo eólico-térmico y finalmente, restauración optimizada del sistema eléctrico (Sospiro et al, 2021).

• Metodología

Estos proyectos de redes inteligentes deben justificarse sobre una base económica, ya que el principal objetivo de los tomadores de decisiones es evaluar la red inteligente con una metodología bien definida y coherente. Si bien, por un lado, muchos países como EE. UU., China y la UE presentan una clara oportunidad para las redes inteligentes, por otro lado, muchas naciones poco desarrolladas se beneficiarían de tales tecnologías, lo que permitiría la posibilidad de mejorar el acceso a electricidad. Es importante establecer una metodología efectiva para llevar a cabo los proyectos de implementación de AMI, en este caso la metodología utilizada del “estado de la situación” tiene diferentes pasos que se informan a continuación:

PASO 1

Revisar el propósito y los objetivos generales

Muchas tecnologías se ponen en práctica utilizando algunos de los ejemplos relativamente simples de varias herramientas de medición y mapeo que pueden emplearse para caracterizar el objetivo del proceso. El primer paso tiene como objetivo principalmente comparar costos, desempeños y beneficios. Algunas de las principales tecnologías que se están implementando son la respuesta a la demanda a nivel del cliente y el control directo de la carga en la báscula de servicios públicos. Las principales tecnologías de redes inteligentes que se han implementado comprenden las siguientes según Sospiro et al, (2021):

- ✓ Se instala una Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) para estimar el uso completo de las variaciones de carga en **cada punto de contacto por parte de los clientes** y proporcionar retroalimentación. El despliegue de AMI también permitirá otro beneficio relacionado con la mejora de los niveles de Calidad de la Energía (PQ), que también se calculará.
- ✓ Los Sistemas de Monitoreo de Área Amplia (WAMS) se basan esencialmente en la nueva tecnología de adquisición de datos de medición fasorial y **permiten monitorear las condiciones del sistema** de transmisión en áreas extensas con el fin de detectar y contrarrestar aún más las inestabilidades de la red.
- ✓ Las tecnologías de Automatización de Distribución (DA) brindan capacidades avanzadas para que los **operadores detecten, localicen y diagnostiquen fallas**. Los indicadores, relés y cierres remotos de fallas brindan acceso a datos en tiempo real en alimentadores de llaves. Con respecto a la tecnología del cliente, se requiere un análisis más detallado para involucrar también a las partes comercial e industrial. La Tecnología del Cliente (CT) y la Tecnología de la Información y la Comunicación (TIC) se ocupan de la comunicación del cliente y el mapeo de los requisitos del cliente.
- ✓ Generación distribuida (GD) de electricidad a partir de fuentes de **energía renovable**, como sistemas de generación fotovoltaica (PV) en tejados, plantas hidroeléctricas y eólicas a pequeña escala.
- ✓ Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (ESS) son una **nueva categoría que permite a los ingenieros optimizar el sistema de energía de manera óptima**. La aplicación de los sistemas ESS se utiliza principalmente para reducir o eliminar las incertidumbres de la generación distribuida renovable.
- ✓ Infraestructuras de carga de vehículos eléctricos (EV), que son un mercado en desarrollo en todo el mundo, con la necesidad de acceder a las estaciones de carga también conocidas como equipos de suministro de **vehículos eléctricos (EVSE)**.

La decisión de implementar el tipo de equipos y la tecnología de red inteligente también afecta a las empresas de servicios públicos, los clientes y los proveedores de equipos, y cada uno estará interesado en aspectos específicos de los resultados.

De este modo, los clientes estarán interesados en decidir si la factura de electricidad justifica el tipo de tecnología de servicio que están implementando y si es rentable, las empresas de servicios públicos estarán interesadas en saber qué tan bien está funcionando el equipo y los proveedores estarán interesados en saber si su solución conducirá a una nueva oportunidad comercial rentable, reduciendo costos y / o aumentando los ingresos.

PASO 2

Revisar el propósito y los objetivos generales

Dado que el objetivo es implementar una red inteligente, **será necesario determinar qué funciones de esta deben implementarse de acuerdo con los equipos y la tecnología que utilizan los respectivos países y regiones.** Las tecnologías elegidas que podrían poner en marcha las funciones se validan mediante el análisis de costo-beneficio.

Estas son algunas de las principales funciones a elegir para la implementación de la red inteligente, planteadas por Sospiro et al, (2021):

- Limitación de falta corriente
- Supervisión, visualización y control de áreas amplias
- Clasificación de capacidad dinámica
- Control de flujo
- Protección adaptativa
- Cambio de alimentador automático
- Aislamiento y reconexión automatizados
- Condición de voltaje y VAR automatizados
- Diagnóstico y notificación del estado del equipo
- Protección mejorada contra fallas
- Medición y gestión de carga en tiempo real
- Transferencia de carga en tiempo real
- Optimización del uso de electricidad de los clientes

Estas funciones permiten la integración de otros recursos energéticos, que incluyen generación distribuida (GD), sistemas de almacenamiento de energía (ESS) y vehículos eléctricos (EV). En los siguientes pasos, el artículo describe el vínculo entre los equipos de la red inteligente y sus funciones.

PASO 3

Evaluación de las principales características de un proyecto de red inteligente

El despliegue de tecnologías y sistemas habilitadores de redes inteligentes dentro de un proyecto podría activar una o más de las siete características principales de una red inteligente. Estas características se han adoptado ampliamente en toda la industria según lo plantea Sospiro et al, (2021):

- Permitir la participación informada de los clientes
- Acomodar el almacenamiento y generación de electricidad renovable
- Permitir productos, servicios y mercados nuevos y mejorados
- Proporcionar calidad de energía para las necesidades de la economía del siglo XXI
- Optimización de la eficiencia operativa y la utilización de activos

Por otro lado, los casos de estudio presentados en este capítulo se han elegido con base en la información recopilada de diversas fuentes. **El documento “Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades” (Téllez et al, 2018) es un referente, que muestra algunos de los casos seleccionados.** En los últimos años, a nivel mundial se han liderado e implementado sistemas AMI con diversos objetivos. Algunas experiencias enfatizan en la definición de marcos regulatorios que apoyan la implementación masiva de medidores inteligentes, tales como: Australia, España, Francia, Italia, y Estados Unidos. También iniciativas conjuntas, como la de la Unión Europea de sustitución de medidores, que incluyen medidas legislativas para armonizar el mercado energético. Algunos casos destacados son:



Programa Linky (Francia): Espera implementar 35 millones de medidores inteligentes, de potencia menor a 36 kVA, al año 2021. Este reemplazo no tendrá costo para el usuario.



Proyecto Star (España): Adelantado por Iberdrola, espera sustituir más de 10 millones de medidores al año 2018 e implementar un sistema de telegestión y automatización de la red. Comprende medidores de potencia asignada hasta de 15 kVA.



Proyecto Telegestore (Italia): Inició en el año 1999 y sustituyó en su primera fase 32 millones de medidores. En el año 2016 se inició la segunda fase, que tiene como objetivo la instalación de 21 millones de medidores inteligentes de segunda generación.



Proyecto Center Point (Houston): Desarrollado por Center Point Energy Houston Electric (CEHE), pretende integrar las tecnologías necesarias para transformar la manera en la que la energía se compra, se entrega y se utiliza por parte de los consumidores finales, los proveedores minoristas de electricidad y las compañías eléctricas. (Téllez, Rosero, & Céspedes, 2018)



Proyecto Eletropaulo Digital (Brasil): Adelantado por la compañía AES Brasil, para el año 2017 pretende la instalación de 62000 medidores inteligentes, de los cuales 2100 estarán destinados a la normalización de comunidades de bajos recursos.

Por consiguiente, para los proyectos implementados, que se exponen a continuación, se han planteado factores o aspectos de interés tales como: respuesta de los usuarios; el rol que ha jugado el gobierno; buenas prácticas; barreras o dificultades; mercado o empresas que participan; tecnologías en telecomunicaciones, equipos, software y protocolos o lenguaje.



1. Smart City Málaga

“La tecnología aplicada a los servicios públicos hace la vida del ciudadano más fácil, económica y sostenible” SmartCity Málaga (Ayuntamiento de Málaga, 2016)

Smartcity Málaga fue un proyecto ideado con el objetivo de cumplir con las directrices marcadas por Europa en materia de energía, las cuales impulsan la eficiencia, el uso de energías renovables y redes eléctricas avanzadas con capacidad de almacenamiento. El proyecto nace en 2009 con un presupuesto de 31 millones de euros, con el apoyo financiero del CDTI (Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial) y liderado por Endesa con una duración de cuatro años, comprende varias iniciativas: Smart Grids, es decir, la gestión inteligente de distribución de energía; Smart Generation and Storage, en lo que se refiere a la autogeneración y almacenamiento de energía de origen renovable; Smart Energy Management, orientado a la gestión eficiente del uso final de la energía, y Smart and Informed Customer, con el fin de informar y así concienciar y ayudar a comprometer a los ciudadanos con un consumo responsable. (ECLAP, 2014)

Las premisas iniciales de Smartcity Málaga como proyecto demostrador de las tecnologías fueron planteadas por (ENDESA, 2016):

1. Implementar una red de distribución ejemplar que incluya una mezcla heterogénea de generación y consumo.
2. Conectar de forma inteligente: «Plug It Smart». Integrar, y no simplemente conectar, es el auténtico valor añadido del proyecto.
3. Aprovechar la mejor experiencia y los equipos ya existentes, y emplearlos como punto de partida para desarrollar e implementar aquellos aspectos y funcionalidades no existentes en el mercado.

Estas premisas dan lugar al planteamiento de los siguientes objetivos principales del proyecto, según (ENDESA, 2016):

1. Desarrollo e implantación práctica, en un entorno real, de todas las tecnologías de Smart Grids que afectan al negocio eléctrico.
2. Testado y análisis de tecnologías de Telegestión a gran escala.
3. Automatización de la red y despliegue de infraestructura de comunicaciones para monitorización y control en tiempo real.
4. Validación e implementación práctica de las conclusiones del proyecto DENISE1.
5. Integrar generación renovable y almacenamiento a nivel de media y baja tensión, aplicando técnicas de supervisión y control para el óptimo aprovechamiento de los recursos naturales.
6. Gestión activa de la demanda, mediante actuaciones en los consumos, en la generación y en el almacenamiento de energía.
7. Desarrollo de sistemas de gestión eficiente de la energía a nivel doméstico y pymes, además de en alumbrado público de la ciudad.
8. Desarrollo y validación de tecnologías de carga del vehículo eléctrico, V2G.

Desde su inicio en 2009 hasta su finalización en 2013, los principales avances según ENDESA (2017) han sido; un ahorro de más del 25% en el consumo eléctrico de la zona de implantación gracias a la implementación de infraestructura de medición avanzada (AMI), utilizando sistemas de eficiencia energética con monitorización, control y gestión activa de la demanda para usuarios industriales y residenciales incluyendo la incorporación de nuevos contadores inteligentes (más de 17.000 instalados) desarrollados en el marco de la telegestión para hacer posible un consumo eléctrico más sostenible. La instalación de sistemas avanzados de telecomunicaciones y telecontrol permitieron además actuar en tiempo real y de forma automática sobre la red de distribución, haciendo posible una nueva manera de **gestionar la energía y potenciando además la calidad del servicio**.

Para cerrar el círculo, el ciudadano se beneficia de todo este flujo de información ya que, por primera vez, se convierte en un sujeto activo en el sistema eléctrico, al tener datos para poder cambiar su comportamiento y, con él, su nivel de consumo. Las iniciativas del Proyecto iniciaron con 11.000 usuarios residenciales, 900 de servicios y 300 industriales. En el caso de los colaboradores residenciales, **el 42% disminuyó en más del 10% el consumo de energía gracias al uso de kits de eficiencia energética doméstica** que permitían gestionar su gasto desde cualquier parte del mundo a través de un smartphone. Además, se han evitado 4.500 toneladas de emisiones de CO2 al año.

Entre las aportaciones que han resultado del proyecto Smartcity Málaga, cabe destacar tres aspectos:

- ✓ La automatización de la red eléctrica a un nivel mucho más alto de lo que ofrecen los estándares actuales y la incorporación de TICs, permitiendo la óptima gestión de la generación distribuida, los contadores inteligentes y la red de recarga de vehículos eléctricos.
- ✓ El desarrollo de nuevos productos que permiten optimizar la integración de la generación renovable, la protección y operación remota de la red de distribución en Media Tensión (MT) y en Baja Tensión (BT) y la gestión eficiente de la demanda en viviendas, edificios, PYMES y Servicios Públicos.
- ✓ La creación de nuevos servicios para los usuarios, aportando información detallada sobre sus consumos y acometiendo actuaciones de ahorro y gestión energética eficiente.

Smartcity Málaga ha conseguido hacer partícipe al usuario de las soluciones Smart relacionadas con la eficiencia energética y las energías renovables y ha logrado una **óptima integración de las fuentes renovables de energía en la red eléctrica**, acercando la generación al consumo a través de la instalación de paneles fotovoltaicos en edificios públicos, el uso de microgeneración eléctrica en hoteles o el desarrollo de sistemas mini y microeólicos en la zona. Smartcity Málaga es reconocido a nivel mundial como uno de los proyectos de mayor envergadura en el campo de las Smart Grids, tanto por su extensión como por la multiplicidad de las áreas de trabajo implicadas (Ayuntamiento de Málaga, 2016).

Los resultados obtenidos por el proyecto y los 31 millones de euros invertidos en él le sitúan como uno de los programas más importantes del mundo en el campo de la eficiencia energética. En Europa no hay otra ciudad con un despliegue tan grande de **cableado PLC (Power Line Communication)**, capaz de transportar energía y datos a través de un mismo tendido. El concepto de red inteligente del proyecto Smartcity Málaga se apoya básicamente en un marco de comunicaciones altamente fiable que sirve de soporte a todas las funcionalidades implementadas que dotan de inteligencia a la red a cualquiera de sus niveles, ya que todas ellas hacen uso de comunicaciones entre distintos sistemas y con la propia red de distribución. Esto implica, por lo tanto, utilizar una nueva infraestructura de comunicaciones con ancho de banda suficiente, baja latencia y alta fiabilidad para todos los servicios implementados (Sánchez, 2015).

Desde su lanzamiento en 2009, Smart City Málaga se ha convertido en un referente en el diseño del modelo energético de las ciudades del futuro gracias a la introducción de las **últimas tecnologías de control remoto, digitalización y automatización de la red, y al uso de soluciones innovadoras de eficiencia energética, iluminación de bajo consumo o a la integración de las energías renovables en la red** (ENDESA, 2017).

• El componente TIC de SmartCity Málaga



La infraestructura de telecomunicaciones desplegada en Smartcity Málaga cuenta con cerca de **40 km de líneas de MT comunicadas por Comunicación de Línea Eléctrica (PLC) de banda ancha, una red que intercomunica 72 Centros de Distribución**, así como a los servicios a ellos conectados en el nivel de BT (Ilustración 10). Esta tecnología, asimismo, se complementa con **WiMAX y 3G, componiendo una arquitectura redundante en anillos**. Asimismo, se encuentra interconectada con el resto de redes de comunicaciones corporativas de Endesa. (ENDESA, 2016)

La red de comunicaciones desplegada se compone de tres áreas diferentes dependiendo de los usuarios conectados (ilustración 11). En el nivel superior se encuentra la red troncal corporativa de tipo **Multiprotocol Label Switching (MPLS)**, que interconecta todos los centros de decisión y las oficinas centrales de Endesa en España, así como todas las redes regionales.

Cada una de las regiones se compone de la red de distribución, que interconecta cada uno de los centros de control regionales con todas las subestaciones de AT de esa área correspondiente.

Para la comunicación de la parte de distribución de la red, se utilizan diferentes anillos de fibra óptica (FO). Asimismo, la red de distribución se comunica con los centros de transformación a través de la denominada red de acceso. Para esta red de acceso típicamente se han implementado topologías de redes malladas (mesh, en inglés), interconectando los diferentes centros de transformación desde una o varias subestaciones, si bien es posible encontrar otras arquitecturas como las de anillo (ring) o de segmento (segment).

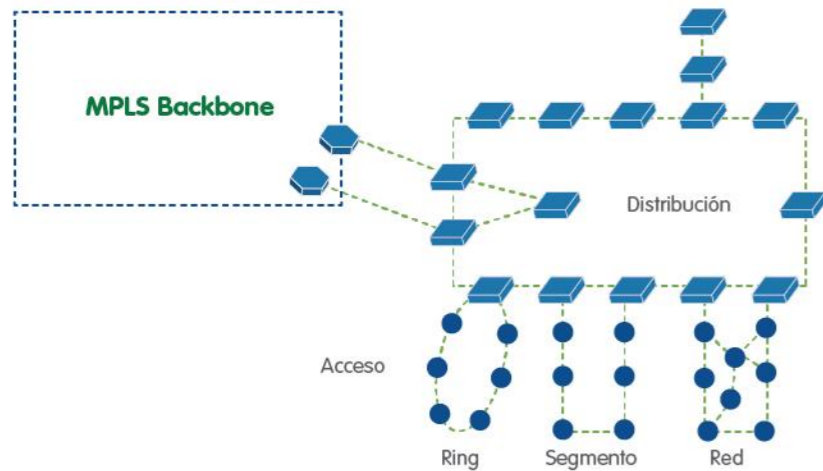


Ilustración 11. Topología de la red de comunicaciones. Fuente (ENDESA, 2016)

En un nivel inferior, los clientes de baja tensión están conectados con su centro de transformación asociado en una configuración de topología en estrella, utilizando PLC de banda estrecha o ancha en función de la categoría del cliente o la aplicación. (ENDESA, 2016)

La red de comunicaciones implementada en Smartcity Málaga está diseñada buscando el equilibrio de las siguientes propiedades o requisitos (metodología SQRA, por sus siglas en inglés) según lo planteado por ENDESA (2016):

✓ **Seguridad.** Comprende los estándares y requerimientos relacionados con la seguridad informática y la protección de datos. A tal efecto se ha segmentado la red de comunicaciones utilizando VLAN a nivel 2 y VRF a nivel 3 con el fin de aislar completamente servicios entre sí que no deben tener visibilidad entre ellos.

✓ **Calidad.** Conjunto de atributos de rendimiento típicos de cualquier sistema de comunicaciones. Esto implica gran ancho de banda, calidad de servicio y baja latencia. Con el fin de adaptarse a las exigencias de calidad, se han utilizado enlaces Gigabit Ethernet en la capa de distribución, mientras que, para la capa de acceso, se ha seleccionado una solución híbrida compuesta por PLC de banda ancha, WiMAX, tanto propio como de operador, y 3G. El PLC de banda ancha es tecnología mayoritaria en el despliegue, y WiMAX y 3G se han utilizado para lugares distantes o para tener caminos alternativos dentro de la capa de acceso. Las conexiones de operador se aseguran y protegen mediante el uso de túneles privados.

✓ **Fiabilidad.** El sistema y los dispositivos relacionados debe ser suficientemente resistentes. Para ello, todos los dispositivos en el sistema están ruggedizados para alcanzar los niveles requeridos de fiabilidad, especialmente en entornos tan duros como pueden ser subestaciones y centros de transformación. Se utilizan fuentes de alimentación redundantes para los dispositivos de distribución en la red. Todas las fuentes de alimentación están respaldadas por sistemas de alimentación ininterrumpida con baterías. Adicionalmente, todos los dispositivos deben garantizar los niveles de aislamiento eléctrico necesario.

✓ **Disponibilidad.** Con el fin de adaptarse a los niveles requeridos de disponibilidad, se ha implementado redundancia en todas las partes de la red. En la red de distribución, se ha utilizado el protocolo de «routing» OSPF (Open Shortest Path First) que puede proporcionar los tiempos de recuperación requeridos, y en la red de acceso, la redundancia se logra mediante la construcción de anillos PLC.



Imagen tomada de: www.smartcitymalaga.es/

Según las características y requisitos mencionados, la arquitectura de comunicaciones del Proyecto se compone básicamente de una red de distribución que interconecta los centros de control con las subestaciones AT-MT, y una red de acceso que interconecta una o varias subestaciones con los centros de transformación y al final con los clientes finales.

La red de distribución se basa principalmente en una topología de anillo, en donde los enlaces están conectados por enlaces Gigabit Ethernet de fibra óptica. Se han utilizado diferentes VLAN en cada segmento; alternando los números de VLAN dentro de segmentos adyacentes con el fin de aislar los diferentes servicios. La red de distribución está basada en capa 3, y se utiliza protocolo de red Open Shortest Path First (OSPF) para el enrutamiento y redundancia.

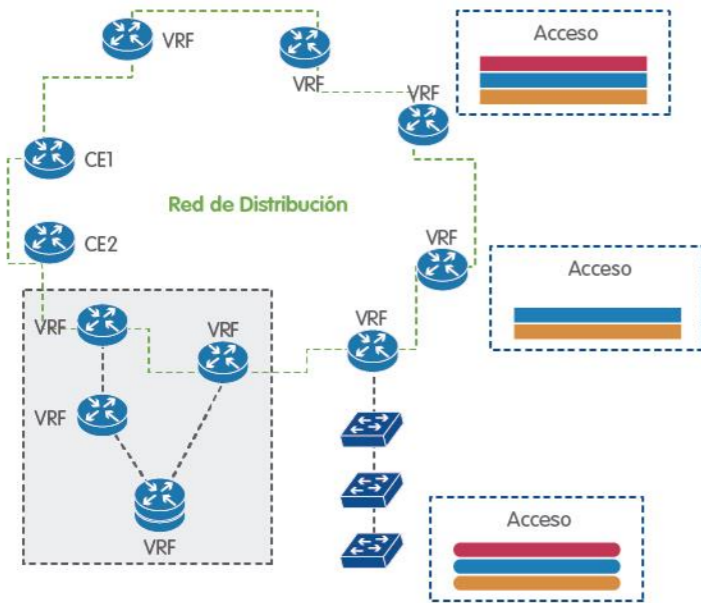


Ilustración 12. Red de Acceso. Fuente: (ENDESA, 2016)

La red de acceso es una red de nivel 2. Los diferentes servicios se aíslan utilizando diferentes redes privadas virtuales (VLAN), como se muestra en la Ilustración 12.

En las subestaciones los routers aíslan el nivel 2 de la red de acceso de los diferentes dominios de nivel 2 en la red de distribución. Existe una traslación uno a uno entre las VLAN en la red de acceso y las VRFs en la red de distribución (ENDESA, 2016).

✓ AMI y la Telegestión en la SmartCity Málaga, como pilar fundamental para el desarrollo de Smart Grids y Smart Cities

La eficiente utilización de los recursos eléctricos surge, en primer lugar, de la modificación los hábitos de los consumidores hacia la eficiencia y la sostenibilidad. Gracias a esto, se consigue homogeneizar la curva de consumo diaria, de manera que el consumo de energía se distribuye más uniformemente y se evita la creación de fuertes puntas de demanda, maximizando el aprovechamiento de las infraestructuras actuales y la utilización de las energías renovables. **El sistema AMI permite la telemedida o medida remota y la caracterización de los hábitos de consumo.** Asimismo, posibilita una comunicación online con el usuario que le permita la adopción de hábitos más eficientes y, en un grado de desarrollo más avanzado, una gestión activa de la demanda que implique la intervención directa de la Distribuidora en cargas no prioritarias, con objeto de la mejora de la eficiencia energética y la estabilidad de la red.

La Telegestión para la SmartCity Málaga es un sistema integrado de gestión remota y automática de contadores de electricidad, compuesto por tecnologías de información, comunicaciones y medición avanzada. Se basa en contadores inteligentes (smart meters) que sustituyen a los antiguos equipos de medida. El medidor inteligente «**smart meter**» es parte de un sistema integrado, que requiere para su funcionalidad remota también de una infraestructura de comunicaciones y sistemas informáticos, incluyendo los concentradores que son equipos que se instalan en los centros de transformación, además de las comunicaciones y el enlace con los sistemas de la empresa distribuidora.



Ilustración 13. Instalación de contadores por un operario de Endesa en el Proyecto Smartcity Málaga. Fuente: (ENDESA, 2016)

El despliegue de contadores inteligentes en España fue impulsado por la legislación española y europea que reglamenta las funcionalidades mínimas de estos equipos y requiere el despliegue masivo progresivo de la medida inteligente en España hasta finales de 2018. **Las empresas distribuidoras fueron las encargadas de poner en marcha dicha sustitución masiva** (ilustración 13).

La implantación del Sistema de Telegestión proporciona importantes mejoras en la relación del usuario con la distribuidora eléctrica. Entre las principales destaca la realización remota de las operaciones de alta, baja, cortes, reconexiones, control de potencia y cambios de tarifa de forma prácticamente inmediata y sin intervención ni del usuario ni del operario de la empresa. Además, la Telegestión facilita una lectura exacta y en corto plazo, y posibilita la programación a distancia de esquemas avanzados de tarifas que permitan una facturación más flexible. En cuanto a la red eléctrica, proporciona información fiable sobre el comportamiento de la red, mejorando de esta forma la toma de decisiones de explotación y el avance en la eficiencia global del sistema eléctrico. (ENDESA, 2016)

Se puede afirmar que la implantación de la Telegestión supone un gran cambio en la relación con el cliente que podrá adquirir un papel más activo en la gestión de su consumo energético al poseer más información sobre dicho consumo (ENDESA, 2016).

La Telegestión de los contadores electrónicos es base tecnológica para el desarrollo de las redes inteligentes de distribución eléctrica (Smart Grids), facilitando la integración de los sistemas eléctricos de generación distribuida, la incorporación de energía renovable a la red, la integración de la recarga de vehículos eléctricos o la gestión del alumbrado público. Conceptos básicos de toda ciudad inteligente como son la automatización del control de la red, se **ven potenciados gracias a la gestión remota de las funcionalidades avanzadas de los equipos de medida**. El sistema eléctrico se ve favorecido debido a que se facilita información fiable y constante sobre el comportamiento de la red, lo que permite una mejor toma de decisiones de explotación y la gestión inteligente de las puntas de demanda (ENDESA, 2016).

La Telegestión permitirá el desarrollo de una gama más amplia de tarifas con diferentes precios por tramos horarios y posibilitará al cliente conocer mejor los datos de su consumo eléctrico, elegir las mejores tarifas para sus necesidades energéticas y planificar su consumo. Así, favorecerá la eficiencia energética, y tendrá un papel más activo en el sistema eléctrico. **La Telegestión impulsa un nuevo modelo de gestión energética en las ciudades para obtener mejoras en eficiencia energética, reducciones en las emisiones de CO2 y un incremento en el uso de las energías renovables.** Los servicios que ofrece la Telegestión al usuario y a la red eléctrica favorecen a multitud de futuras aplicaciones de las redes inteligentes, tales como la infraestructura necesaria para los vehículos eléctricos y los servicios de valor añadido (ENDESA, 2016).

✔ Smartcity Málaga como punto de partida de la implantación masiva de la Telegestión

El plan de despliegue de Telegestión comenzó en la ciudad de Málaga, instalándose los primeros equipos en el proyecto Smartcity andaluz, en junio de 2010. Desde ese mismo año, los contadores se gestionan de forma totalmente automática y remota y el sistema está completamente integrado con los sistemas comerciales y técnicos de Endesa. Los equipos de Telegestión de Endesa instalados y operados en el Proyecto Smartcity Málaga arrojan unas cifras de 17.751 contadores monofásicos y 181 contadores trifásicos, desplegados en los puntos de suministro y 103 concentradores, en centros de transformación (ENDESA, 2016). En el proyecto Smartcity Málaga se han probado con éxito las funcionalidades básicas y avanzadas de Telegestión, incluyendo información a los clientes, integración con el vehículo eléctrico, micro-generación, almacenamiento de energía y alumbrado público inteligente, entre otras.

Además, **Endesa ha conseguido poner a disposición de los usuarios del proyecto Smartcity andaluz, información básica sobre el consumo energético gracias a la extracción de los datos que la Telegestión puede facilitar.** La implementación de una aplicación ha permitido obtener y visualizar valiosos datos, incluyendo curvas de energía activa, energía reactiva y potencias, como se puede ver en las ilustraciones abajo; esto, ha posibilitado estudiar en detalle los hábitos de consumo de los usuarios, con el objetivo de identificar posibilidades de aumentar la eficiencia energética a nivel de cliente y de la red. Esta aplicación está operativa en el centro de control del proyecto.



Ilustración 15. Proyecto de Telegestión de Endesa: Curva diaria de consumo de energía activa y reactiva. Fuente (ENDESA, 2016)



Ilustración 16. Proyecto de Telegestión de Endesa: Potencia máxima. Fuente (ENDESA, 2016)



Ilustración 14. Proyecto de Telegestión de Endesa: Curva horaria de consumo de energía activa y reactiva. Fuente (ENDESA, 2016)



Imagen tomada de: malagasmart.málaga.eu

Estos primeros equipos instalados en el ámbito de la ciudad inteligente malagueña, han constituido un estímulo para que la ciudad costera consiguiera los buenos resultados en términos de eficiencia energética que ha venido mostrando desde sus inicios. Actualmente está en curso la implantación masiva de este mismo sistema de Telegestión de Endesa que implica un ambicioso plan que consiste en la instalación de 13 millones de contadores en todas las áreas en España en las que Endesa es responsable de la distribución eléctrica, así como de 140.000 concentradores en los centros de transformación. Con este plan, Endesa es actualmente la distribuidora líder en Telegestión tanto a nivel español como a nivel europeo por despliegue masivo en curso (ENDESA, 2016).

Actualmente el Ayuntamiento de Málaga tiene en marcha una **Plataforma Smart City (Ilustración 17)** para, por un lado, utilizar toda la información proveniente del exterior y que genera la ciudad (sensores, aplicaciones, centros de control, etc.) y por otro lado, conocer bien la información interna, jerarquizada y ordenada a través de un cuadro de mando que contenga unos indicadores clave asociados a la gestión del servicio público y de gobierno de la ciudad y unos indicadores de impacto económico, que midan la eficiencia de las medidas puestas en marcha. Será el “corazón” de la Ciudad Inteligente donde fluya la información que permitirá tomar mejores decisiones, optimizando los recursos y mejorando, en último término, la calidad de vida de los ciudadanos (Sánchez, 2015).

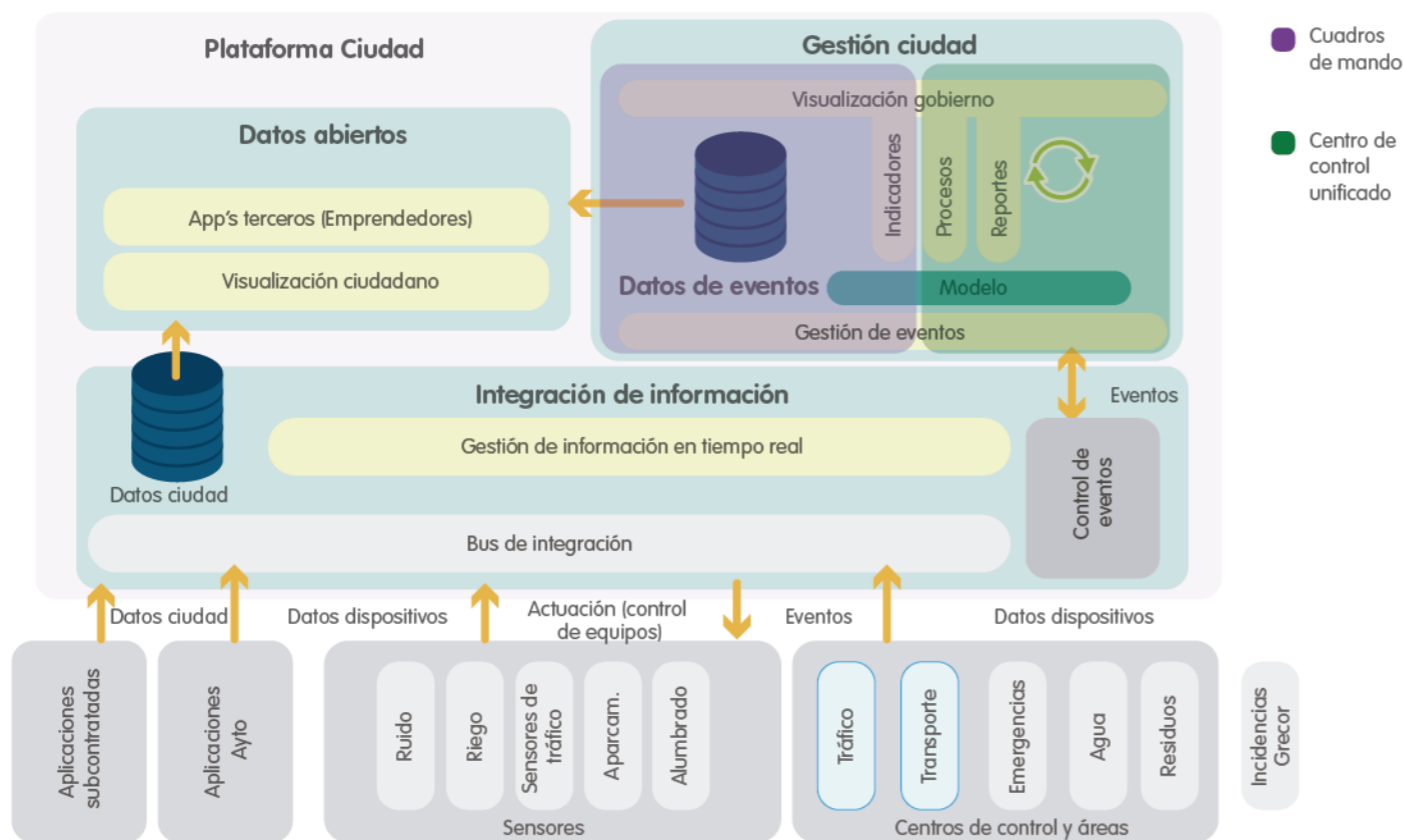
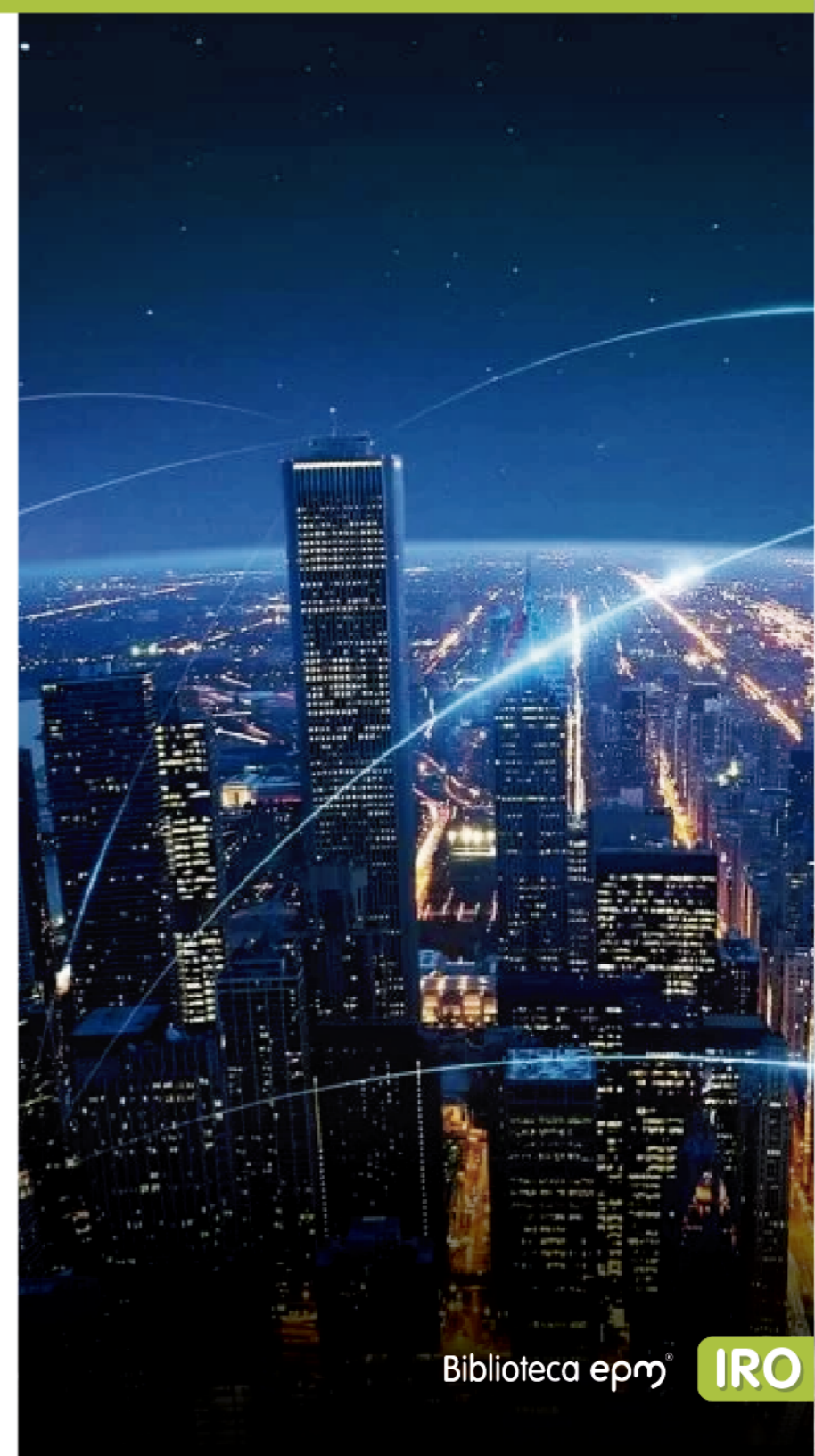


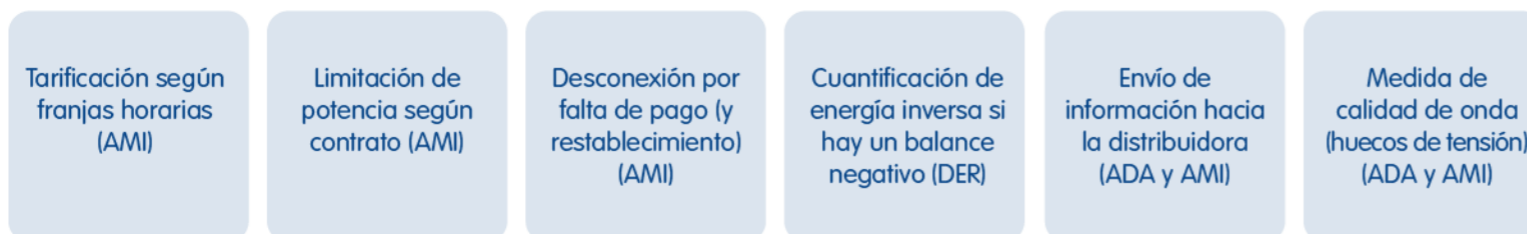
Ilustración 17. Esquema de la plataforma de ciudad del Ayuntamiento de Málaga. Fuente (Bueno, 2016)



✓ Eficiencia energética y gestión de la demanda

La eficiente utilización de los recursos eléctricos pasa en primer lugar por modificar los hábitos de los consumidores. Gracias a esto, se puede conseguir aplanar la curva de consumo diaria, lo cual significaría optimizar el aprovechamiento de las redes actuales y aumentar la eficiencia general del sistema eléctrico.

Un sistema avanzado de gestión de la demanda permite conocer los consumos en tiempo real, hacer una previsión de demanda para el día posterior, adaptar dicho consumo a la curva de precios estipulada para su optimización, detectar consumos inapropiados, anticiparse a su facturación mediante herramientas de análisis, planificar el consumo o ajustarlo a un valor objetivo y agregar los consumos de varias sedes (empresas multisite) (ENDESA, 2016). Para ello se ha implementado el smart-metering que consiste en un dispositivo electrónico que reemplaza a los contadores electromecánicos tradicionales. Este dispositivo, participa en las aplicaciones de DER, AMI, y ADA. Las funciones principales de estos contadores domésticos inteligentes, según ENDESA (2016), son:



Así mismo, la función principal de estos dispositivos en una Smart Grid es poner a disposición del usuario la información de sus hábitos de consumo, y provocar un cambio en los mismos de cara a una gestión eficiente de la demanda. Al discriminar horariamente los precios de la electricidad, estadísticamente, se consigue suavizar la diferencia actual entre la cresta y el valle. Como se ha apuntado, esta medida equivale a tener una capacidad de almacenamiento, pues se incrementa el consumo durante el valle y se reduce en el periodo de cresta (ENDESA, 2016). Además del despliegue de estos Smart Meters, se han instalado en los centros de transformación, concentradores de telemetría, se han implementado comunicaciones PLC por la red de BT entre consumidores y concentradores, así como comunicaciones entre concentrador y los sistemas centrales (ENDESA, 2016). SmartCity Málaga dio paso para la implementación y desarrollo de nuevas tendencias de desarrollo tecnológico para la ciudad de Málaga como el caso de proyectos como MONICA en 2018 (**Monitorización y Control Avanzado de la Red de Media y Baja Tensión**) y PASTORA en 2019 (Preventive Analysis of Smart Grids with Real Time Operation and Renewable Assets Integration).

• Proyecto MONICA (Smartcity Málaga) / 2018

El proyecto MONICA (Monitorización y Control Avanzado de la Red de Media y Baja Tensión) surge luego de la implementación de tecnologías AMI en la SmartCity Málaga, con el objetivo principal de desarrollar una suite de herramientas de monitorización y diagnóstico para las redes de distribución (MT y BT), similares a las que tradicionalmente han existido en las redes de alta tensión (AT) (AYESA, 2018), y así poder controlar en tiempo real la red de distribución eléctrica para conocer qué está pasando en cada momento y dónde está pasando con miras de mejorar la calidad del servicio e integrar de forma eficiente a los nuevos actores del sistema eléctrico: el almacenamiento, los vehículos eléctricos, los auto consumidores o las energías renovable. Este proyecto de innovación que desarrolló Endesa en 2018 para la ciudad de Málaga y que supone un nuevo paso en la digitalización del suministro eléctrico, ofrece nuevas herramientas para mejorar la operación en tiempo real y el mantenimiento de la red de distribución (ver ilustración 18). (ENDESA, 2018)

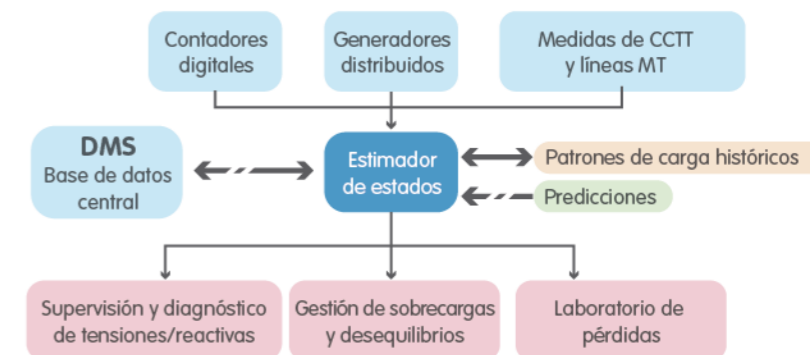


Ilustración 18. Arquitectura Proyecto MONICA. Fuente (AYESA, 2018)

Hasta hace poco tiempo no se consideraba factible implantar en las redes de media y baja tensión que llevan la electricidad hasta los hogares, un sistema de monitorización y control avanzado en tiempo real como el que ya funciona en la red de Alta Tensión, pero el desarrollo de las smart grids, las tecnologías de la comunicación y el despliegue de los contadores inteligentes, los sensores y los telemandos permiten avanzar en el diseño de las redes digitales del futuro (La Vanguardia, 2018).

✓ Beneficios del proyecto MONICA

✧ El proyecto MONICA, cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), ha contado con un presupuesto de 3 millones de euros, de los que cerca de 1,3 millones están financiados por el Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) dependiente del Ministerio de Economía y Empresa.

✧ El Proyecto MONICA se ha desplegado en la Smart City Málaga con más de 15.000 clientes.

✧ Endesa puso en marcha uno de los primeros estimadores de estado en la red de media y baja tensión a nivel internacional.

✧ Monitorización de más de 10 millones de datos diarios y 300.000 cálculos sobre el funcionamiento de la red con una tasa de éxito del 93,5%, lo que permitió realizar 50 actuaciones para mejorar la calidad del suministro.

La aproximación a las redes de distribución ha sido tradicionalmente reactiva, es decir, las acciones normalmente se adoptaban una vez que se había producido un incidente. **Gracias a Mónica es posible sentar las bases para realizar un mantenimiento preventivo y predictivo** que anticipe posibles fallos en la red y permita corregirlos antes de que se produzcan (La Vanguardia, 2018).

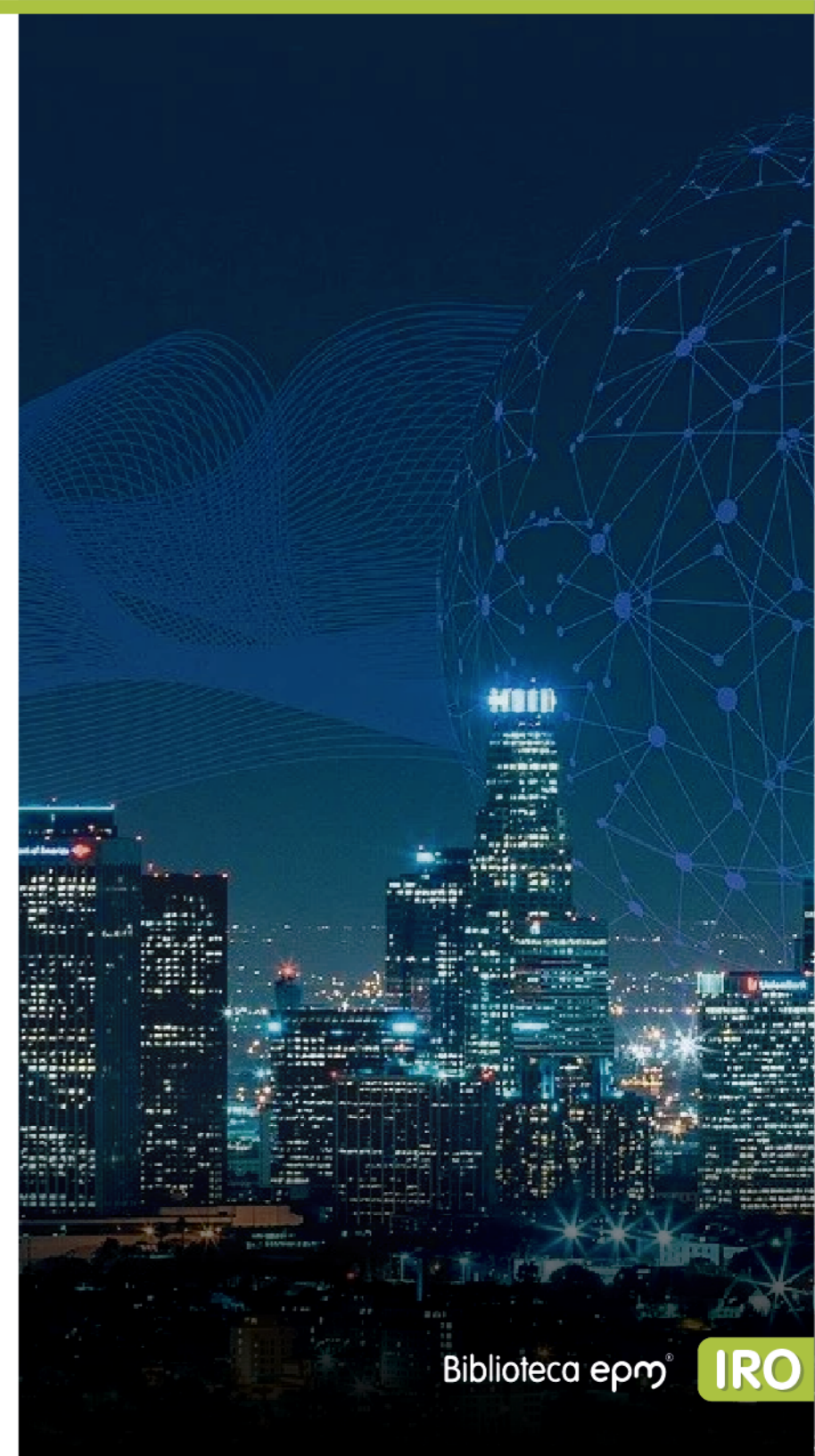
El proyecto **MONICA desplegó una red de 750 sensores en 56 centros de transformación situados en el área de la Smart City de Málaga diseñados para medir la potencia, la energía, la intensidad y la tensión de la red cada cinco minutos**. Esta información, unida a datos topológicos y a los proporcionados por los contadores de los clientes, aportan al estimador de estado la información necesaria para conocer la situación real la red incluso en las zonas en las que no se dispone de sensores y permiten realizar un diagnóstico de los distintos problemas existentes para mejorar el mantenimiento y la operación del sistema. La información recabada permite a los operarios evitar averías, conectar nuevos suministros en los puntos óptimos de la red y planificar las inversiones en los lugares en los que son más necesarias (ENDESA, 2018).

• Proyecto PASTORA Inteligencia artificial en la red de distribución

Utilizando los positivos resultados del proyecto MONICA (Monitorización y Control Avanzado de redes de distribución MT y BT) finalizado en 2018, que aportó como primicia internacional un Estimador de Estado en redes de MT y en redes de BT, la Smart City Málaga acoge en 2019 el proyecto PASTORA (Preventive Analysis of Smart Grid with real Time Operation and Renewable Assets Integration) con el **objetivo principal de avanzar en el desarrollo y contrastación de soluciones inteligentes e innovadoras que sirvan como vanguardia de lo que en pocos años serán las Smart Grids**: redes más flexibles, fiables y eficientes en BT, capaces de absorber la mayor cantidad posible de generación renovable distribuida al menor coste y de incorporar la masiva irrupción del coche eléctrico sin que afecte a la calidad de servicio de la red de BT.

Con dicho objetivo el proyecto Pastora introduce, además de un aumento sustancial en las medidas enviadas desde el Control del Transformador (CTs) y los desarrollos de algoritmos, utilizando tecnologías de IA y Big data, para su explotación, la **posibilidad de actuar sobre la BT incorporando transformadores con regulación en carga**, dando un paso más en el camino a la gestión óptima de la BT. Utilizando como banco de pruebas un laboratorio excepcional, único, real y a gran escala, el Smartcity Málaga (ENDESA, 2019).

Este proyecto dio un nuevo paso en la digitalización de las redes de distribución, Endesa implementó nuevas tecnologías como el **Big data y la IA a la red eléctrica para analizar los datos obtenidos de los contadores electrónicos y de los sensores instalados en distintos puntos de la red**, los millones de datos que ofrecen las redes inteligentes permitirán a los operadores de los sistemas eléctricos desarrollar modelos predictivos de cómo se comportará la red, y así anticiparse a posibles incidencias para mejorar el funcionamiento y aumentar la calidad de servicio a los clientes permitiendo fortalecer el control en tiempo real y el mantenimiento preventivo de la red de distribución. Esto facilitará la integración de las energías renovables y los vehículos eléctricos, optimizando el mantenimiento de la red y las inversiones (ENDESA, 2017) (ENDESA, 2019).



2. Hydroquebec – AMI

La empresa de servicios públicos canadiense Hydro-Quebec, inició hace unos 15 años, una serie de inversiones en infraestructura de medición avanzada (AMI) en Canadá y Estados Unidos. AMI permitió la aplicación de tecnologías básicas, incluidos medidores inteligentes que podrían ser utilizados por todo tipo de empresas de servicios públicos, que establecieron una conexión de datos inicial con el cliente final (Energy Manager Canada, 2021).

Hydro-Quebec planteó una serie de objetivos específicos para dar inicio con pruebas piloto del proyecto. En estos, involucraban temas de conectividad con los dispositivos, capacidad de procesamiento y recolección de datos en los dispositivos, selección de proveedores para garantizar la comunicación de los datos e integración con los sistemas de facturación y preparación del recurso humano para la transición tecnológica con AMI (Valutech Solutions Inc, 2011):

1. Integrar y probar la capacidad de los medidores inteligentes instalados para recoger datos de consumo.
2. Seleccionar un proveedor de AMI y establecer la conectividad del medidor con la oficina central utilizando la tecnología de red del proveedor.
3. Implementar el MDMS (Meter Data Management System) e integrarlo con éxito con el sistema de facturación SAP de Hydro Quebec.
4. Desarrollar un plan de implantación completo.
5. Establecer nuevos procesos de negocio necesarios para el cambio masivo de medidores.
6. Preparar el plan de transición de los recursos humanos.

Para el año 2011 la compañía Landis+Gyr fue seleccionada por **Hydro-Quebec como la proveedora de soluciones AMI**, con la adquisición de una infraestructura de medición avanzada (AMI) y 3 millones de medidores de nueva generación (Valutech Solutions Inc, 2011). El proyecto inició con una serie de pruebas piloto con la instalación de 27 mil medidores de energía en tres localidades de la provincia de Quebec (6 mil en la localidad de Boucherville, 19 mil en Villeray Montreal y 2 mil en Memphremagog) (PR Newswire, 2011). Si se garantizaba el éxito en la solución adquirida, Hydro-Quebec procedería con el despliegue completo de la tecnología en tres fases distintas a lo largo de un periodo de cinco años, de 2012 a 2017.

Landis + Gyr Focus AX Meter Features

- + Comunicación bidireccional
- + Potencia de salida variable de 50 a 425 m-Watts
- + Registro automático
- + Soporta Tablas ANSI C 12.19
- + Tensión/calidad de la energía
- + Firmware descargable
- + Medición bidireccional
- + Perfil de demanda/carga (8 canales)
- + Datos a intervalos de 5/15/30/60 minutos
- + Almacenamiento de más de 45 días
- + Autolectura a medianoche
- + Notificación de cortes y restablecimiento
- + Recepción, almacenamiento, registro y procesamiento de eventos
- + Desconexión del servicio integrada
- + Interfaz de red de área doméstica



Ilustración 19. Especificaciones medidores Focus implementados por Landis+Gyr. (Valutech Solutions Inc, 2011)

Con esto Hydro-Quebec **inició una nueva etapa en el desarrollo de una red inteligente que, a largo plazo, reduciría los costos y ahorraría más de 300 millones de dólares en los 20 años de vida del proyecto según el reporte de Valutech** (Valutech Solutions Inc, 2011), destacando también las numerosas ventajas que sus clientes obtendrían con el AMI, como la reducción de los costes de operación, la eliminación de las facturas estimadas, la detección de cortes, la desconexión/reconexión del servicio a distancia y la gestión personal de la energía. Así como los efectos económicos indirectos en donde se promueve la creación de empleo para trabajadores calificados en todas las regiones de Quebec.

✓ Lecciones aprendidas y beneficios

En sus inicios los proyectos AMI en Canadá también conocidos como AMI 1.0 buscaban acceder a más datos con el fin de mejorar las operaciones y la facturación de las empresas de servicios públicos y los proveedores municipales de energía. Con AMI en marcha, se creó la columna vertebral para los medidores inteligentes, eliminando la necesidad de leer manualmente los medidores, liberó así un flujo de datos de facturación para las empresas de servicios públicos que, a su vez, ayudó a establecer eficiencias operativas que todavía se utilizan hoy en día (Energy Manager Canada, 2021).

AMI 1.0 enfrentó grandes retos, si bien las empresas de servicios públicos podían ahora recopilar grandes cantidades de datos, se enfrentaron a los enormes volúmenes que se enviaban y la forma de actuar eficazmente con estos. La IA y la computación en la nube aún no eran comunes, por lo que era difícil organizar y analizar los datos de manera que fueran procesables. **Incluso con los contadores inteligentes instalados, los datos no podían aprovecharse en toda su potencia** (Energy Manager Canada, 2021).

Como resultado, muchas de las ventajas prometidas por AMI 1.0 para el usuario/cliente final no se materializaron. Cosas como la comunicación en tiempo real entre el medidor y el cliente, la conexión en red del área doméstica y los informes detallados sobre el uso no pudieron realizarse ni llevarse a cabo. De hecho, se podría argumentar que **AMI 1.0 se había centrado demasiado quizás en los proveedores de servicios de energía y no en la experiencia del consumidor** (Energy Manager Canada, 2021).

Los datos existían, pero las empresas de servicios públicos necesitaban una forma de integrarlos y compartirlos de forma que estos les permitiera interactuar mejor con los consumidores residenciales, comerciales e industriales para obtener resultados prácticos. Para muchas empresas de servicios públicos, el riesgo de obsolescencia de la tecnología se hizo evidente; **sería necesario un cambio significativo en el proceso de adquisición de AMI para hacer realidad las capacidades metrológicas y computacionales de los medidores inteligentes y los sistemas AMI** (Energy Manager Canada, 2021).

Con las lecciones aprendidas en AMI 1.0, **llegó AMI 2.0 una mejora drástica para los beneficios que buscaba AMI 1.0, con un enfoque agudo en la participación ciudadana y la gestión de servicios esenciales**. Esto incluye la aplicación de tecnologías que tenemos hoy, como comunicaciones avanzadas, servicios en la nube y análisis de datos de software, de una manera que mejorara los servicios esenciales y la experiencia del cliente (Energy Manager Canada, 2021).

La capacidad de **intercambio de datos bidireccionales** como forma de beneficio para el proveedor como para el cliente incluyó nuevos sensores y medidores equipados con software e inteligencia que permiten informar y compartir el uso en tiempo real, lo que ayuda a los clientes administrar su energía más fácilmente. Los mismos datos permiten a las empresas de servicios públicos administrar mejor el flujo de energía durante las horas pico y las horas valle.

AMI 2.0 no requirió quitar o reemplazar los medidores existentes. Si bien se realizaron algunas actualizaciones, muchos medidores inteligentes existentes se pueden actualizar con nuevas funciones a través de una actualización de software, lo que evita impactos ambientales importantes de activos por medidores desechados. (Energy Manager Canada, 2021)

Las empresas de servicios públicos que optaron por implementar los servicios AMI 2.0 vieron **mejoras en las tasas de datos, el ancho de banda y las tasas de bits**. El aumento de las velocidades se puede atribuir a las nuevas versiones de la tecnología de red que impulsa la transformación. Al final, AMI 2.0 es una actualización del sistema que da como resultado una mayor confiabilidad de la red e intercambios de datos más confiables.

Los proveedores de servicios de energía serán socios en la gestión de la energía, en lugar de simplemente medir el consumo, y los ciudadanos estarán mejor atendidos con los conocimientos necesarios para impulsar la responsabilidad, reducir las huellas de carbono y frenar la necesidad de más generación (Energy Manager Canada, 2021).



Imagen tomada de: www.hydroreview.com



3. Smart City Santiago

ENEL y la principal distribuidora local de electricidad, Chilectra, desarrollaron en el año 2011 el proyecto SmartCity en Santiago de Chile. Este piloto tuvo como **objetivo crear conciencia entre los interesados locales sobre los beneficios de la infraestructura de medición avanzada, la automatización de las redes, la iluminación urbana eficiente y la movilidad eléctrica.** La implementación del piloto, inició con la instalación de 100 medidores inteligentes de usuarios residenciales, la habilitación de un show-room de despliegue de tecnologías, la instalación de sistemas de automatización de red de distribución de redes de media tensión, sistemas de iluminación inteligente y eficiente y un proyecto de transporte eléctrico de emisión cero, como se muestra en la ilustración abajo, todo complementado con acceso a facilidades de IT; el proyecto piloto permitió evidenciar una mayor exactitud y transparencia en los cobros de energía y un mayor consumo eficiente en horas punta. Adicionalmente, se reflejaron ahorros en los gastos operativos, una mejor predicción de la demanda y una mejora para la empresa en el proceso de gestión de compras de potencia (Serrano, 2017).



El Piloto se encuentra ubicado en la comuna de Huechuraba, específicamente en la zona de Ciudad Empresarial, y en tres sectores residenciales cercanos a dicho polo de oficinas.

El propósito de este proyecto piloto es probar en terreno, en un entorno de red real en Chile, el concepto de Smart Grid en diversas dimensiones, de forma tal que permita estudiar su aplicación y proyección a escalas mayores, en el entorno urbano. El piloto desarrollado por Enel y Chilectra en Santiago se inició al final del año 2011, constituyéndose en una demostración de proyecto de Smart grid similar al que hay en Málaga y Barcelona, en España (Chilectra, 2014).

Smartcity Santiago, la primera ciudad de este tipo en Chile, para lo cual en 2012 se suscribió el acuerdo entre Chilectra y Ciudad Empresarial en la Comuna de Huechuraba. El proyecto, al igual que otros proyectos del grupo Enel, integra las tecnologías de última generación disponibles con el fin de disminuir la huella de carbono, combinando innovación, eficiencia y sostenibilidad. Además, este modelo de ciudad permitirá mejorar la calidad de vida de los habitantes (Chilectra, 2014).

Smartcity Santiago espera proyectar cómo serán las ciudades del futuro, y cómo el uso eficiente de la energía permitiría generar ahorros que van en directo beneficio de los clientes, disminuir las emisiones de CO2 y los niveles de ruido, entre otros (Chilectra, 2014). Para lo cual, las principales tecnologías que se incorporan son:

- Implementación de vivienda inteligente con sistema domótico.
- Transporte público eléctrico: Buses y taxis.
- Instalación de "electrolinera".
- Instalación de medidores inteligentes con comunicación bidireccional.
- Incorporación de infraestructura eléctrica tele comandada o automatización de redes
- Tecnología solar para el calentamiento de agua.
- Sistema de generación fotovoltaica.
- Letreros de data con mensajería variable en paraderos.
- Alumbrado público (en el contexto de lo que se llamara mobiliario urbano).
- Iluminación ornamental para áreas verdes.
- Wi-fi público de libre acceso

- **Medidores Inteligentes**

Chilectra desplegó un programa piloto de medidores inteligentes alrededor de la Ciudad Empresarial con un total de 100 usuarios. Este piloto abarca sectores socio económicos ABC1, C2, C3 Y D. **El foco principal de este piloto es el Net Metering y la entrega a los clientes de sus patrones de consumo durante el mes** (Chilectra, 2014).

Beneficios esperados: Dentro de los principales beneficios que se pueden destacar del Smart Metering es posible señalar los siguientes según el documento de Chilectra (2014):

- ✓ Remover el factor humano de la lectura de los medidores. Esto permite eliminar el error en la lectura y eliminar problemas asociados al acceso físico del medidor.
- ✓ Posibilidad de llegar a obtener curvas de consumo diario e incluso por hora.
- ✓ Posibilidad de realizar corte y reponer el servicio en forma remota.
- ✓ Las cuentas pueden contener **mayor información** que lo que actualmente se entrega, lo que ayuda al cliente a ser más conscientes e informados de sus consumos.
- ✓ **Automatizar** la generación de cuentas y permitir el acceso a las mismas por parte del cliente vía Internet.

Existe una serie de características de los medidores inteligentes que les permiten realizar operaciones adicionales para mejorar el desempeño y la eficiencia del uso de la energía. Algunas de las ventajas no explotadas a la fecha son:

- **Tarifas diferenciadas.** Cabe destacar que en salida a terreno se informó de al menos un cliente habilitado con esta modalidad.
- **Planes prepagados.**
- **Identificación y administración de consumos específicos.**

La implementación masiva de estos dispositivos permitiría obtener las curvas de demanda reales y así el distribuidor pueda comprar solo la energía y potencia necesaria **a su mayorista** (Chilectra, 2014).

- ✓ **Aspectos técnicos de los equipos utilizados**

La empresa Chilectra **realizó en 2011 el despliegue del medidor CERM1 "Cervantes" de Enel con el fin de llevar a cabo su piloto en Huechuraba - Chile.** Este medidor ya contaba con 38 millones de unidades en uso en Italia y 13 millones en España. La distribución de los medidores en la comuna de Huechuraba se desplegó así (ver ilustraciones abajo): Sector 3: El Barrero 15 clientes, casas; Sector 2: Los Almendros 43 clientes, casas; Sector 1: Bosques de la Pirámide 42 clientes, edificios; En total, fueron 100 familias voluntarias en la comuna de Huechuraba. Estas unidades ya fueron certificadas por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC) en Chile (Chilectra, 2014).



Ilustración 21. Mapa de localización de sectores de aplicación del piloto de medidores inteligentes Fuente: (Chilectra, 2014)

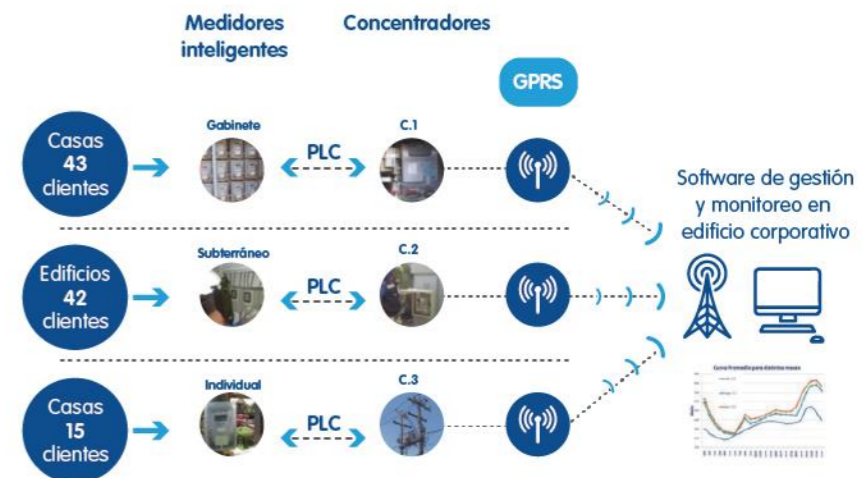


Ilustración 22. Piloto de medidores inteligentes. Fuente: (Chilectra, 2014)

Dentro de las capacidades del medidor CERM1 (ver ilustración 23) se encuentran la medición de consumo eléctrico, medición de energía y potencia activa y reactiva, voltaje, corriente efectiva y potencia promedio cada 15 minutos. Permite el uso de tarifas diferenciadas. Puede ser operado y monitoreado en forma remota. Además, es capaz de permitir y medir inyección de energía a las redes provenientes de fuentes, eólicas y fotovoltaicas. Toda la información recolectada por el medidor es transferida a un concentrador ubicado cerca de la subestación que alimenta la red específica del medidor. **La comunicación utilizada es tipo Power Line Communications (PLC) y el protocolo es "Meters & More"**. Este concentrador retransmite toda la información por General Packet Radio Service (GPRS) a la compañía de distribución (Chilectra, 2014).



Ilustración 23. Medidor CERM1 "Cervantes" Fuente: (Chilectra, 2014)

✓ Automatización de Redes

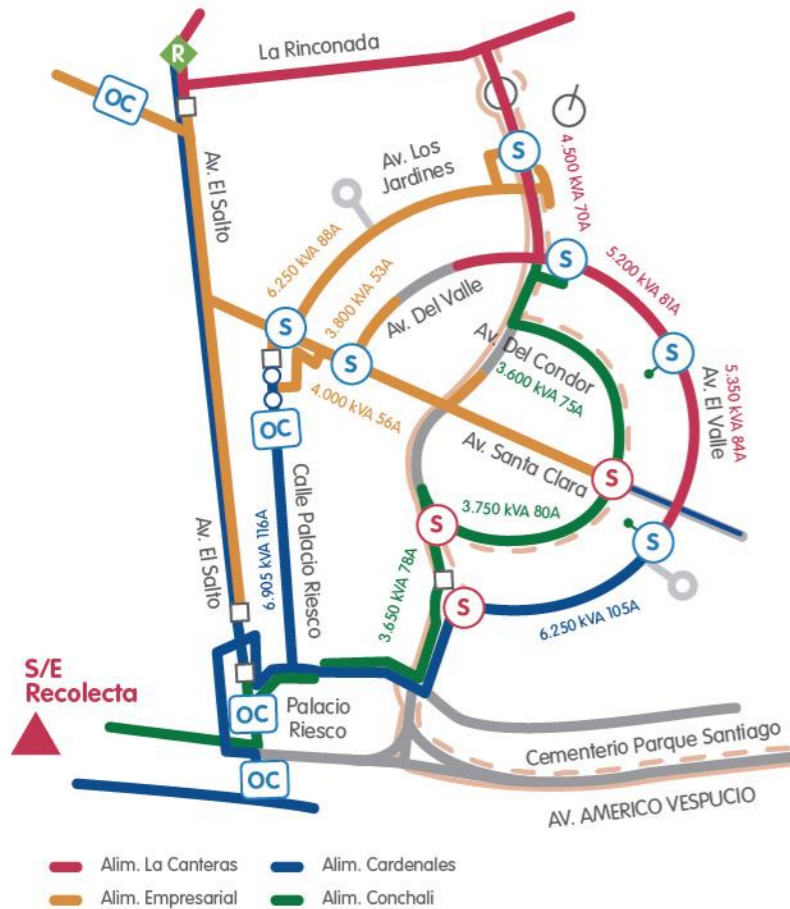


Ilustración 24. Despliegue de automatización de redes en la zona del piloto en Huechuraba Fuente: (Chilectra, 2014)

En la red eléctrica chilena primariamente se utiliza una topología tipo estrella en vez de una de tipo lazos cerrados, lo cual podría llegar a dificultar la implementación de tecnologías para alimentar por ramas alternativas un sector aislado por un problema en la red de distribución. En el caso de Ciudad Empresarial se utilizan cuatro alimentadores con redes tanto aéreas como subterráneas (Ilustración 24). La tecnología de automatización de red que se está implementando en el piloto de Chilectra **habilita la instalación de reconectores automáticos** que utilizan tecnología Enel, los cuales intentan un máximo de dos reconexiones para restablecer la alimentación (Chilectra, 2014).

Estos reconectores pueden ser operados en forma remota a través de GPRS. Si bien poseen características de self healing, ésta no está siendo utilizada en favor de la seguridad de las cuadrillas de reparación. El objetivo del uso de estas tecnologías es mejorar la calidad de servicio hacia el cliente final. Cumplir con los tiempos de cortes de acuerdo al Tiempo Total de Interrupción/Frecuencia Media de interrupción (TTIK/FMIK por sus siglas en inglés) e incluso mejorarlos. El tiempo promedio de una caída y recuperación de la red en la actualidad es de 2.4 horas, y el objetivo es llegar a 1 hora (Chilectra, 2014).

Las tecnologías Enel utilizadas deben ser adaptadas a la realidad de Chile y a las políticas de Chilectra. En el caso de las subestaciones estas trabajan con una carga del 85% por lo cual, en caso de caída de una de ellas, la carga total no puede ser suplida por otra subestación. Por otra parte, no existe detección automática de la caída de una subestación debido a que las soluciones disponibles son aún de muy alto costo considerando la elevada cantidad de transformadores existentes en la red, sin embargo, **si existiese un despliegue masivo de medidores inteligentes estos podrían ser utilizados para detectar donde se produjo una falla y que tan extensa es esta** (Chilectra, 2014).

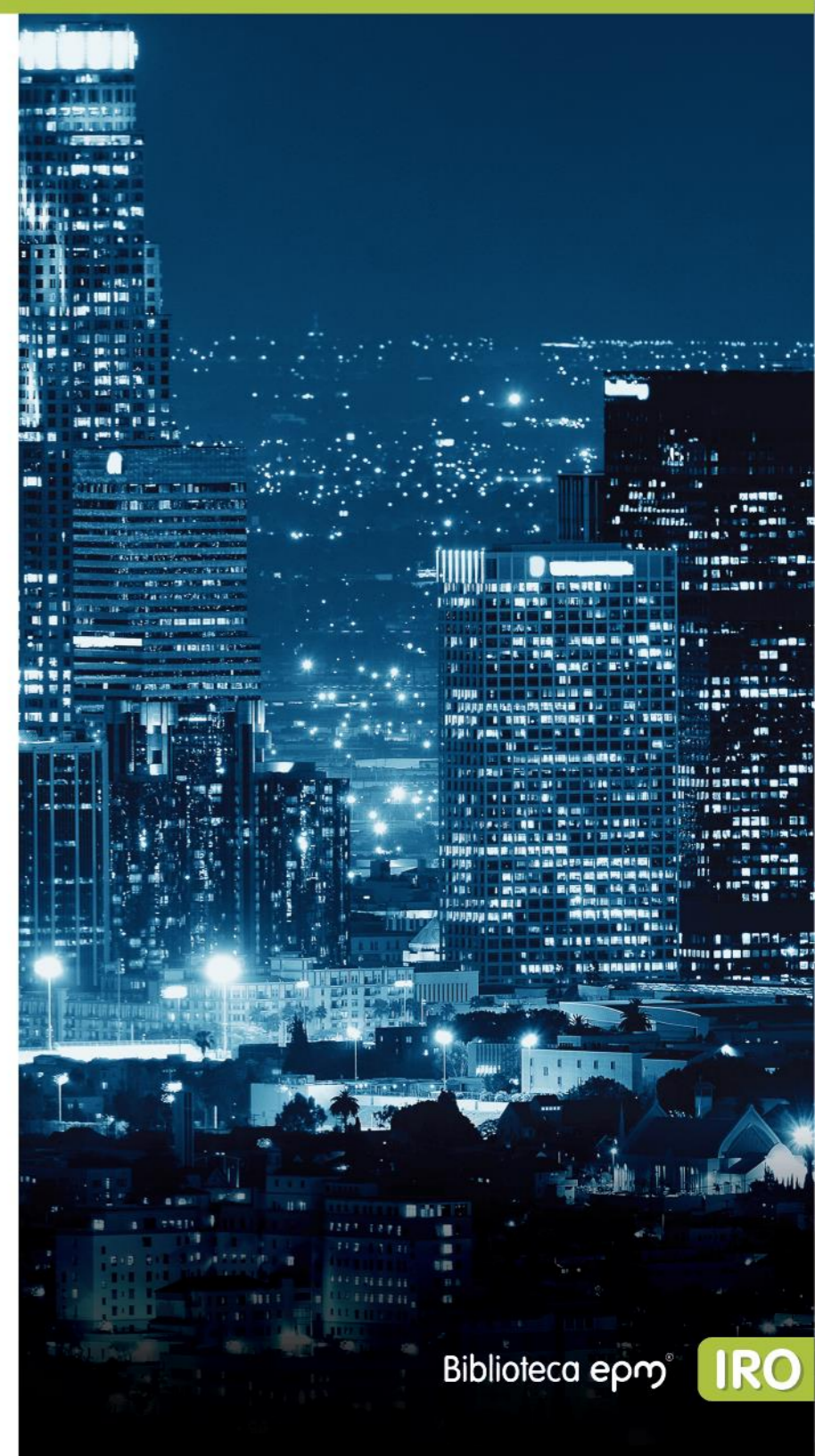
Al realizar una automatización de la red se ha pensado en implementaciones como el control de encendido, apagado e intensidad del alumbrado público. En el caso del piloto de Huechuraba se sugiere el uso de los mismos concentradores para la detección y reporte del corte de suministro eléctrico.

A continuación, se exponen **antecedentes e imágenes del despliegue de automatización de redes en la zona del piloto en Huechuraba**. Esta información fue proporcionada por la empresa (Chilectra, 2014).

Proyecto 2011: Contempló la creación del alimentador "Las Canteras" y la instalación de 8 equipos telecomandados, reconectores (5) y seccionadores (3).

Proyecto 2012-13, que contempla:

- ✓ Readecuar alimentador "Los Cardenales" hacia Ciudad Empresarial para descargar alimentadores y redistribuir carga entre ellos.
- ✓ Seccionar carga de alimentadores y agregar respaldos desde alimentadores **vecinos mediante 13 nuevos equipos telecomandados (4 aéreos y 9 subterráneos)**.
- ✓ Implementar Tecnología de Automatización ENEL con despliegues **SCADA-STM**, Comunicaciones y automatismos. (incluye reemplazar 8 equipos aéreos existentes).



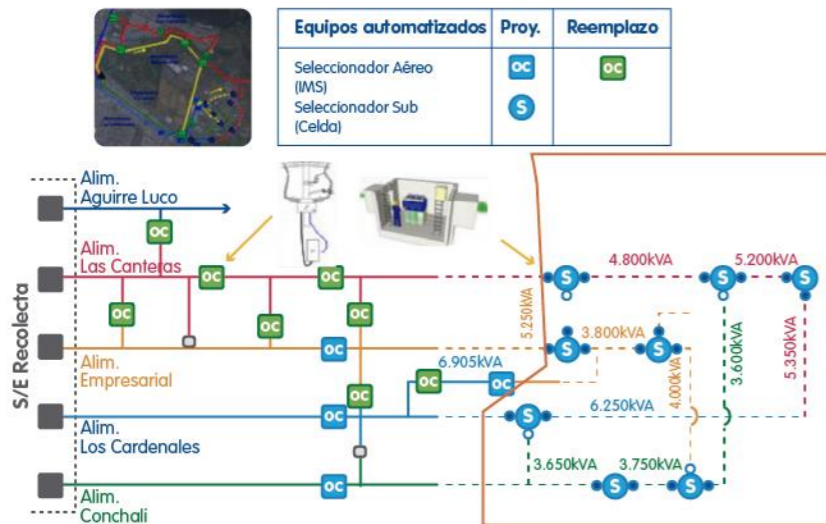


Ilustración 25. Diagrama unilineal provisto por el proveedor ENEL. Fuente: (Chilectra, 2014)

IMS Aéreo

- ✓ Pararrayos
- ✓ T/P
- ✓ Sensores I-W RGADAT outdoor
- ✓ Switch outdoor IMS
- ✓ Cable T/P-RTU
- ✓ Cable control Switch -RTU
- ✓ Palanca de operación manual
- ✓ RTU c/RGADAT outdoor
- ✓ Batería
- ✓ Antena
- ✓ Modem GPRS

IMS Subterráneo (celda)

- ✓ RGADAT Indoor (indicador de falla)
- ✓ Celda secundaria
- ✓ Tablero aislado de baja tensión
- ✓ Antena
- ✓ Cables control Celda RTU
- ✓ Batería
- ✓ RTU
- ✓ Modem GPRS

Ilustración 26. Componentes equipos aéreos y subterráneos. Fuente: (Chilectra, 2014)

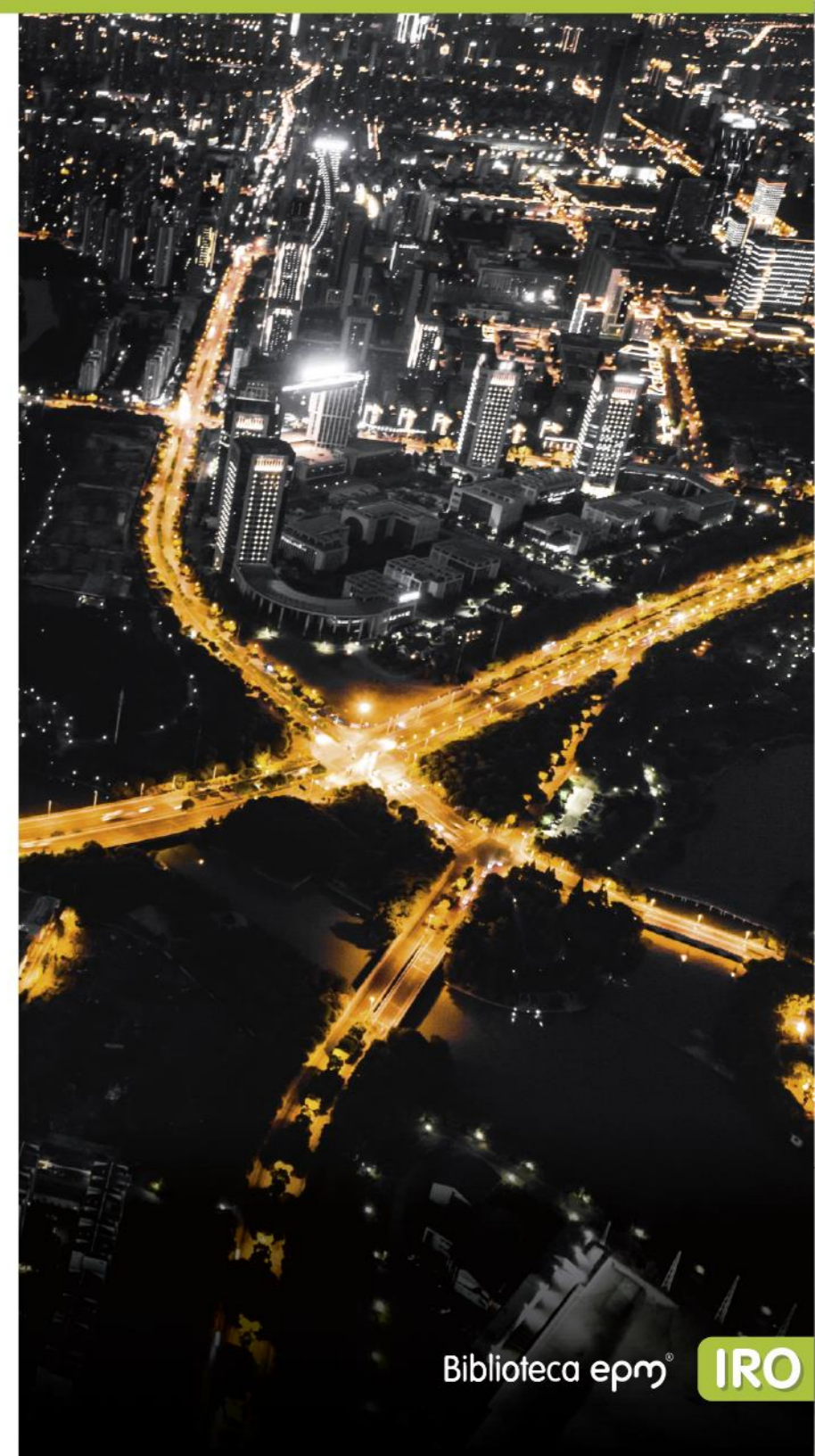
Respecto de la evaluación del proyecto Smart City Santiago, se han abordado dos aspectos de esta instalación: una evaluación cualitativa referida a la percepción de los clientes donde se han instalado los medidores inteligentes; y una evaluación de los datos obtenidos de algunos medidores inteligentes y su comparación con las posibilidades que pueda otorgar la instalación de paneles fotovoltaicos para resolver parte del consumo eléctrico. Por último, se han agregado algunas estimaciones realizadas por la consultora McKinsey en los EEUU en relación al tamaño del mercado que se visualiza gracias al despliegue masivo de las redes inteligentes en ese país (Chilectra, 2014).

✓ Smart meters Huechuraba: principales hallazgos en la investigación de percepción de Demanda.

El ejercicio de prospección de la percepción de la demanda se realizó respecto de un universo de 100 residencias con medidores inteligentes en la comuna de Huechuraba. El objetivo era evaluar la satisfacción de los usuarios con los medidores, la información del consumo energético entregada por la empresa y el impacto en las prácticas de eficiencia energética (Chilectra, 2014). Como primer resultado se puede decir que, de las personas entrevistadas, la mayoría de los clientes declaró estar satisfecho con los medidores inteligentes. Ningún usuario lo calificó con una nota insuficiente o inferior a 5,0.

Las mejores evaluaciones provenían de los sectores de Los Abedules y El Barrero, los segmentos con menores ingresos del grupo encuestado. Ellos declararon haber tomado conciencia de ciertas prácticas de ahorro energético y ninguno declaró haber tenido problema alguno con el medidor. El grupo de mayores ingresos, que tenía más expectativas respecto de los medidores y la información a ser entregada, calificó con menor nota el despliegue (Chilectra, 2014). La mayor parte declaró su interés en recibir información de manera más sistemática o incluso tener información on line.

Por otra parte, es necesario tener cuidado con el tipo y forma en que se entrega la información ya que se **percibió un diferente nivel de comprensión de parte de los usuarios, dependiendo de su nivel socioeconómico y etario.** Respecto de los canales de información, se percibieron diferencias según nivel sociocultural, dando cuenta de la brecha digital y medios de comunicación preferidos. Respecto de los cambios de consumo energético, la participación en el ejercicio piloto les permitió a muchos de ellos tomar conciencia de la importancia de la energía. De igual forma con la información entregada que les permitía comparar consumos y preguntar por buenas prácticas. Por último, se percibió interés transversal por la instalación de energías renovables, particularmente paneles fotovoltaicos. Todos se mostraron a favor de masificar la instalación de medidores inteligentes (Chilectra, 2014).



✓ Análisis Mediciones Consumos

Las mediciones que está obteniendo Chilectra a partir de los medidores inteligentes, parte del piloto, permiten hacer algunos análisis preliminares que pueden arrojar algunas luces acerca del potencial que se abre al conocer esta información (Chilectra, 2014). En el documento **“Energía inteligente: experiencias, costos, beneficios, lecciones para Chile”** (Chilectra, 2014), se describe un análisis básico de los datos de los medidores para 6 casas del piloto pertenecientes a 3 segmentos socioeconómicos diferentes, con mediciones cada 15 minutos, para el periodo enero – septiembre 2013.

Las mediciones disponibles permiten obtener impacto de la aplicación de posibles kits FV en cada segmento y obtener algunas conclusiones preliminares de interés en cada caso. Para los datos de generación en base a energía solar, se utilizó información proporcionada por el Laboratorio de Energía Solar del Grupo Solar de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Católica de Chile según el informe de Chilectra (2014):

- ✓ ¿Para efectos de estimar el real impacto de la implementación de sistemas FV, se dividió **el consumo para estimar la fracción que se produce en horario de disponibilidad solar**, es decir, de 09:00 a 18:00 (se asumieron sistemas FV sin baterías).
- ✓ Se asumió un kit solar FV estándar, de tipo comercial, silicio cristalino (c-Si), como se indicó **sin sistema de almacenamiento**, con ángulo fijo de inclinación 31°, sin sistema de seguimiento (tracking).
- ✓ Precio US\$ 3/Wp (Watts pico), es precio de mercado, **considerando IVA incluido**, con posibilidad de menores niveles en caso de comprar volúmenes importantes (nivel de precios internacionales de sistemas FV sin almacenamiento es menor al considerado).



4. Proyecto Linky Francia

✓ Descripción e información general

La génesis de esta operación comienza hacia 1980, con el desarrollo de un primer contador electrónico, sin otra funcionalidad que la de contar. Las especificaciones técnicas han sufrido pues, en los años siguientes, dos cambios destacables: la modificación del marco normativo, y la incorporación de funciones de control energético.

Si bien la experiencia de 2011, con 300.000 contadores, permitió validar y mejorar el correcto funcionamiento técnico, sin embargo, en esta etapa no se tomaron en cuenta ciertas señales de alerta. A finales de septiembre de 2016 se instalaron 1.572.000 contadores, incluidos los de experimentación, y la tasa de rechazo por parte de los particulares ronda el 3%. Sin embargo, **el uso para la gestión de la energía está muy poco desarrollado, con menos de 4.500 clientes, o el 0,3%, que han solicitado la apertura de una cuenta segura** (Flüry-Hérard & Dufay, 2017).

El reporte llamado: “Africa Smart Grid Forum Session B2. Le Projet de compteurs Linkyen France” publicado por la Red de distribución de electricidad Francia (ERDF) (Electricité Réseau Distribution France, 2020), presenta información sobre la historia del proyecto y su desarrollo, con infográficos que incluyen líneas de tiempo. A continuación, se incluyen algunas ilustraciones extraídas de este reporte, como parte de la descripción inicial, además se incluyen otras fuentes que ofrecen un panorama general del proyecto.

✓ Características de Zoom Linky

Para el cliente: Una información más rica y frecuente sobre sus datos de medición, como se aprecia en la ilustración 27.

Information Web ou Smart Phone



Ilustración 27. Información web o de teléfono inteligente. Fuente: (Electricité Réseau Distribution France, 2020)

✓ Fases del proyecto Linky

Fase Operativa

Una experimentación positiva (2009-2011)



3 objetivos principales

Ejecución en los procesos de despliegue

Construir el SI Linky

Establecer las hipótesis económicas



300.000 clientes objetivo en 2 sitios

Touraine
100.000 clientes
Principalmente zona de rural
33 hab / km²

Lyon
200.000 clientes
Zona Urbana
1750 hab/km²



24 meses de experimentación



Ilustración 28. Un experimento positivo 2009 -2011. Fuente: (Electricité Reseau Distribution France, 2020)

La ilustración, enseña el Proyecto Linky en su fase operativa:

El proyecto tiene 3 objetivos principales:

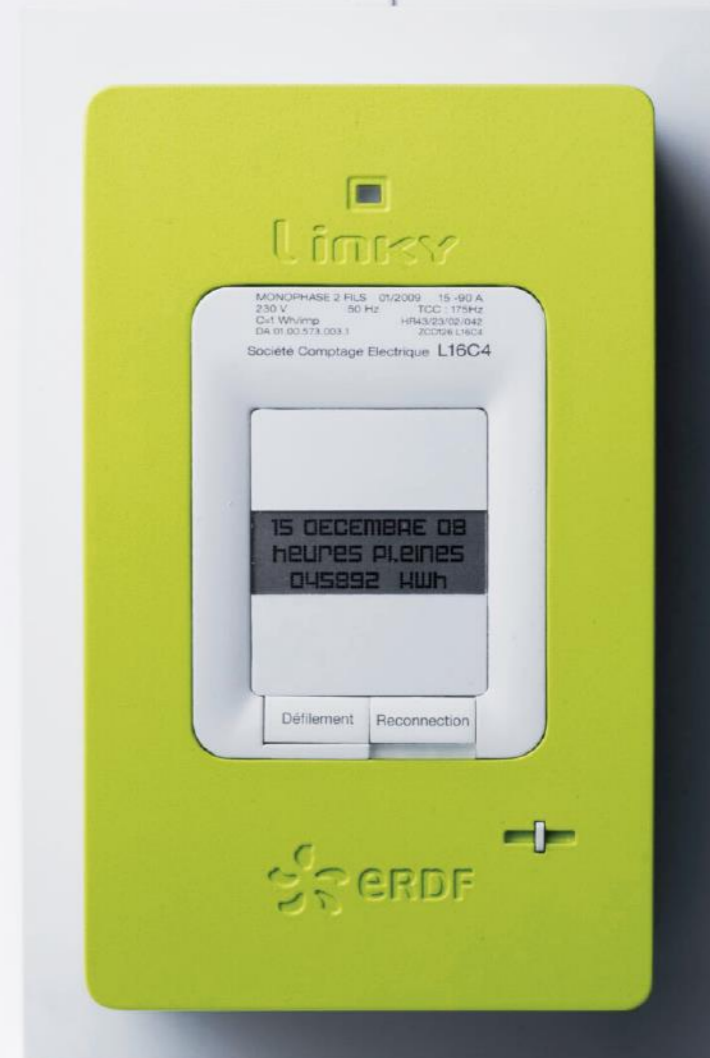
- Construir el Sistema de Información (SI) Linky
- Ejecutar el proceso de implementación
- Establecer suposiciones económicas

300,000 clientes dirigidos a 2 sitios

- Touraine: 100.000 clientes Principalmente zona rural 33 habitantes/ km²
- Lyon: 200.000 clientes Área urbana 1.750 habitantes/ km²

24 meses de experimentación:

- Marzo de 2009 – 2010 Trabajo posterior - Obra de subestación Instalación de concentrador
- 2010 - marzo de 2011 Instalación de contadores o medidores



Fase generalización de Linky



Ilustración 29. ERDF prepara ahora la generalización de Linky. Fuente: (Electricité Réseau Distribution France, 2020)

La “llegada” de la generalización de los contadores de Linky, se llevó a cabo por medio de Grupos de trabajo realizados con todas las partes interesadas: La decisión del gobierno del 9 de julio de 2013 - Anuncio del Primer Ministro:

- Lanzamiento de un primer tramo de 3 millones de contadores inteligentes a finales de 2016
- Despliegue de 35 millones de medidores inteligentes a lo largo del tiempo.

Se inicia el proceso de compra:

- 30 de julio de 2013, publicación de un Aviso en el Diario Oficial de la Unión Europea
- 11 de octubre de 2013, lanzamiento del llamado a licitación para la compra de equipos para el primer tramo. (Electricité Réseau Distribution France, 2020)

✓ Situación del proyecto

Según (Mohamed & Oussama, 2018/2019), este proyecto ha permitido conocer en detalle y en tiempo real el consumo eléctrico, de gas y agua, para actuar sobre ella de forma remota o anticipada. Para mostrar la situación actual de la implementación de los medidores, se extraen inicialmente ideas del reporte “Enfoque digital: el desempeño de las herramientas de apoyo al diseño arquitectónico y urbano para un distrito de vivienda inteligente”.

Una caja tipo Línea de Abonado Digital Asimétrica “box ADSL”, conectada de forma inalámbrica a varios equipos (sensores, contadores de enchufe inteligente), permite acumular la información y puede recibir instrucciones a distancia. El sistema permite monitorizar el consumo con un dispositivo de alerta, así como con control remoto, lo que puede aportar flexibilidad a los sistemas de calefacción y electrodomésticos (optimización de tarifas, por ejemplo) y también confort.

En los próximos años surgirán edificios de energía positiva y estos sistemas serán necesarios para una óptima gestión energética. Hoy, sin embargo, estas técnicas son muy caras en términos del ahorro de gas o electricidad que se consigue y despiertan poca demanda social. (Mohamed & Oussama, 2018/2019)

Por otro lado, el documento “Despliegue del medidor Linky” publicado por el ministerio de medio ambiente, energía y mar de Francia en 2017 (Flüry-Hérard & Dufay, 2017), realiza un análisis profundo del proyecto, su situación y consecuencias. Se trata en especial, un tema que ha generado gran polémica entre los usuarios: las consecuencias negativas para la salud de las personas, al tener el medidor en casa. A continuación, se presentan algunos resultados de dicho análisis.


El informe (Flüry-Hérard & Dufay, 2017), recomienda tres orientaciones para la política general relativa a los contadores eléctricos inteligentes, orientaciones acompañadas de propuestas de acciones concretas:



El primer paso sería la confirmación del compromiso del Estado con el contador eléctrico inteligente. De hecho, por un lado, el programa es un éxito técnico y, por otro, las dificultades encontradas parecen tan solo ser problemas comunes en el inicio de un proyecto complejo. Aunque son relativamente fáciles de corregir, no son como para cuestionar la implementación de un proyecto necesario.

El aspecto más importante consiste en complementar la gestión de la energía, de acuerdo con los objetivos de la transición energética. Para ello, sería necesario desarrollar la exportación de los indicadores de consumo desde el contador hasta el hogar, a partir del módulo Transmisor Radio Linky (TRL). Este debe ser distribuido en grandes superficies, permitiendo la transmisión de los niveles tarifarios hasta ser visualizado en los dispositivos del hogar.

 Los estudios revelan una reducción del consumo entre el 6 y el 10% cuando los clientes tienen un dispositivo que muestra el consumo en euros en la pantalla. También debería desarrollarse la posibilidad de recibir los datos energéticos del hogar en un smartphone. Por esto, en segundo lugar, la dinámica del mercado de suministro de energía requeriría que los datos de consumo de un año estuvieran disponibles y fueran fácilmente accesibles, facilitando así las propuestas innovadoras de los proveedores de energía en favor de la transición energética.

 La tercera orientación se refiere a la aceptabilidad social del medidor. Parece necesario tener una política de instalación que responda mejor a los consumidores. Esta orientación supone la introducción de una cierta flexibilidad en las instalaciones, ofreciendo unas pocas opciones, en particular en el caso de los contadores instalados en las viviendas de los viajeros. La seguridad de los datos debe ser objeto de una política de comunicación más asertiva.

El informe (Flüry-Hérard & Dufay, 2017), sugiere una docena de acciones concretas, incluidas las siguientes:

El Estado podría concretar su compromiso a favor de Linky como instrumento de transición energética, a través de un portal que presente los beneficios para el usuario y la comunidad. Este portal disiparía los temores sobre las emisiones de los medidores, al proporcionar datos objetivos. Al mismo tiempo, el Estado podría ejercer un control activo sobre las deliberaciones municipales ilegales que impiden el desarrollo de medidores inteligentes.

El enfoque de las autoridades locales ahora se beneficia de numerosas herramientas de comunicación implementadas por Enedis. Esta política podría fortalecerse aún más escuchando las necesidades de los **Establecimientos Públicos de Cooperación Intermunicipal (EPCI), sindicatos de electrificación, asociaciones departamentales aguas arriba de las instalaciones privadas.** Una propuesta podría consistir en hacer una conexión de las instalaciones comunales aguas arriba de las de los particulares, para tener una comunicación positiva de los electos comunales. Finalmente, la política de comunicación, tanto del distribuidor como de los proveedores y del Estado, debe adaptarse a estas orientaciones. En particular, podría promover la instalación de ERL y pantallas inteligentes.

Aceptabilidad del cliente

Actualmente, las cifras muestran un nivel de contestación del medidor, tanto del lado de los particulares como del lado de los municipios. Por este último aspecto, es claro que la acción de los prefectos está ahora haciendo reflexionar a los municipios.

Sin embargo, el nivel actual no debe ocultar la fuerza del movimiento de oposición que generan las instalaciones, cerca del 3% de los clientes no pueden quedarse como están, esto no debe utilizarse como argumento para congelar el sistema o impedir cualquier evolución hacia una mejor consideración de las necesidades (Flüry-Hérard & Dufay, 2017).

Necesidades y usos

En lo que se refiere a los operadores de redes de distribución, las funcionalidades disponibles en general parecen proporcionar toda la satisfacción esperada de las necesidades, ya sea para la medición o para la gestión técnica de la red.

El equipo parece fiable, al igual que todos los componentes técnicos del sistema. Las ganancias esperadas parecen estar allí desde esta primera fase de operación. **El sistema permite una medición exacta del consumo, identifica averías o cortes, así como fraudes.** Vale la pena recordar sobre este tema que las disputas de facturación siguen siendo en 2015 el primer motivo de altercados que el mediador debe investigar. En general, el sistema representa un éxito innegable a nivel técnico, que claramente supera muchos logros extranjeros (Flüry-Hérard & Dufay, 2017).

Uso para Gestión de Energía Distribuida (MDE)

Al 30 de junio, solo 4.417 clientes habían solicitado la apertura de su cuenta segura. La apertura de esta cuenta segura es un requisito previo para que el cliente se beneficie del acceso a su curva de carga. Una vez realizada esta operación, requisito que puede durar 60 días o más, el cliente debe solicitar la activación del servicio de curva de carga, aproximadamente 2.800 clientes se beneficiaron de la activación en firme al 30 de junio. La tasa de acceso a las curvas de carga es, por tanto, actualmente de 2.800/1.044.370, es decir, inferior al 0,3% (Flüry-Hérard & Dufay, 2017).

Las necesidades de los gremios de electrificación:

Gracias a la información obtenida mediante la agregación de los datos de consumo de los clústeres de Linky, debería ser posible conocer las características operativas de la red de distribución y, con ello, mejorar la política de inversión de los sindicatos desarrollando la prevención, así como la sanación.

El mejor conocimiento de la red gracias a los medidores Linky desplegados en un área puede, en efecto, permitir anticipar el trabajo en sectores vulnerables al identificar, a través de prácticas de consumo, los elementos de fragilidad y las medidas de seguridad que se deben proporcionar en la red de distribución. No parece hoy que estos elementos estadísticos potencialmente útiles para la ingeniería y dimensionamiento de la red de distribución sean utilizados por los sindicatos de electrificación. Sin duda, la relativa novedad de tal enfoque es la explicación de esta infrutilización. (Flüry-Hérard & Dufay, 2017)

Dificultades o retos encontrados

En esta sección se enfatiza en las principales dificultades registradas del proyecto, con el propósito de identificar estos aspectos, para que en el caso de Colombia se les pueda prestar atención, y así llevarlos a cabo de una manera efectiva, aprendiendo de los países desarrollados que ya han pasado por la implementación de AMI y han obtenido aprendizajes valiosos planteados por Flüry et al, (2017):

Al 26 de septiembre de 2016, se han adoptado 260 deliberaciones sobre la renuencia al despliegue de Linky, en su mayoría en pequeños municipios. **Con todo, si el contador es un éxito técnico para la gestión de la red, su uso para la gestión energética sigue siendo en gran medida insuficiente.**

Varios estudios están disponibles sobre la exposición a las ondas electromagnéticas generadas por el medidor, en particular los de INERIS y ANFR. Todo da como resultado niveles de campo extremadamente bajos y prácticamente ningún campo a una distancia de un metro. Tras su remisión por parte de la Dirección General de Salud, la Agencia Nacional de Seguridad Alimentaria, Ambiental y de Salud Ocupacional (ANSES) también publicó un dictamen el 5 de diciembre de 2016 sobre la exposición de la población, concluyendo que no hubo efecto a corto plazo, pero recomendando complementos de medidas. En base a estos diversos estudios, los **ponentes sugieren estudiar un cierto número de posibles acciones en casos concretos y desarrollar un protocolo de medición consensuado con las asociaciones.**

En cuanto a la protección de datos personales, **las recomendaciones de la CNIL son muy exigentes y deben constituirse una protección eficaz para la privacidad del usuario,** especialmente porque se requiere su consentimiento para la transmisión de datos que no sean para la simple medición del consumo.



El desarrollo de estos sistemas inteligentes de gestión de la energía todavía encuentra obstáculos. Flüry et al, (2017) han señalado varios de ellos:

- El alto costo de hardware y software que solo se puede amortizar para grandes edificios.
- Falta de soluciones estandarizadas para hardware, software y sus interfaces.
- La ausencia de lotes electrónicos en proyectos de construcción o rehabilitación
- Falta de conocimiento de los profesionales sobre el potencial real de estas técnicas.
- Cierta desconocimiento por parte de los usuarios de las necesidades y de las apuestas financieras del control de la gestión de la energía (recordemos que, en 2030 según la CSTB, el consumo específico de electricidad podría representar el 70% del consumo energético de las residencias).
- Contra-rendimientos en determinadas instalaciones, las dificultades de mantenimiento han dado lugar, en algunos casos, a un consumo excesivo.

• Presentación técnica del sistema Linky

Esta sección contiene información sobre el despliegue de los dispositivos, su instalación y puesta en marcha, además se pretende obtener información sobre tema de especial interés en este ámbito, en temas como las estrategias de ciberseguridad y la interoperabilidad de las tecnologías.

El medidor Linky es parte del "sistema Linky", que consta de un equipo y un sistema informático. **Los equipos están formados por un contador o medidor más un tándem concentrador, que se comunican entre sí mediante tecnología Portador de Línea Eléctrica (PLC).**

✓ El contador

El medidor Linky está disponible en versión monofásica o trifásica, fácilmente reconocible por su uniforme color amarillo verdoso fluorescente. La función del contador es medir la energía consumida o suministrada en autoproducción por el cliente, para registrar los eventos del contador, es decir, la potencia máxima alcanzada, los cortes y las alarmas. Devuelve esta información al concentrador al que está adherido o al cliente a través de la pantalla y la salida de Tele información del Cliente (TIC) si este último la utiliza con su consentimiento. También tiene la función de recibir o ejecutar órdenes emitidas por el concentrador: **órdenes de lectura de datos, pero también operaciones relacionadas con modificaciones de todo tipo como cambios de abonos, de proveedor y reinicios.**

Para garantizar estas diferentes funciones, el contador tiene en la salida, además del bloque de terminales de potencia, un contacto seco para esclavizar el equipo aguas abajo si es necesario, pero también un bloque de terminales TIC y un acceso Euridis llamado toma Michaud para permitir la conexión a un terminal móvil.

✓ Puesta en marcha

Después de su instalación, el medidor está casi operativo para lectura remota y para intervenciones técnicas de rutina. Todavía es necesario que el clúster de terminales, adjunto al concentrador, esté lo suficientemente lleno para que el clúster entre en uso operativo. Esto puede llevar varias semanas.

Enedis ofrece entonces en su web, acceso a su consumo diario, así como referencias de consumo comparables, con el fin de poder comparar consumos con casos similares. Si el cliente desea beneficiarse de la recogida de su información horaria, deberá activar esta función por su cuenta gracias a su contraseña. Así podrá seguir diariamente la evolución de su curva de carga en pasos de 10 minutos, media o una hora, bien en lectura directa, bien por internet, desde un ordenador, una tablet o un smartphone si es equipado con un transmisor de radio Linky y una puerta de enlace para retransmitir información a través de Wifi (Flüry-Hérard & Dufay, 2017).

✓ El método de instalación

Enedis ha mantenido el principio de subcontratación de las instalaciones, con empresas privadas especializadas en corrientes fuertes o débiles. Sin embargo, el método es diferente dependiendo de si el medidor está ubicado en el borde del dominio público o en un área común, o si está ubicado en una urbanización privada.

En el primer caso, Enedis no tiene que pedir autorización al usuario, mientras que se requiere el consentimiento de hecho del usuario para entrar en su domicilio en el caso de contadores parcialmente privados. Esto explica por qué la mayoría de las denegaciones se refieren a instalaciones en parte privadas. El medidor Linky se fija en el panel de medición para reemplazar el medidor antiguo. **La instalación del contador inteligente Linky no va acompañada de ninguna opción posible para el usuario porque el servicio está completamente estandarizado.** Cuando el contador está en un espacio habitable, la instalación es la misma que para los contadores exteriores en una caja al borde del dominio público.

✓ El sistema de información

El "ladrillo LinkyCom" forma la interfaz entre el Sistema de información (IS) central y los concentradores del parque enviando las órdenes recibidas por el IS central al concentrador correcto y cargando los datos del concentrador al Linky IS. El IS central es un conjunto de sistemas de información para asegurar todas las funciones del sistema, desde el despliegue de los equipos hasta su gestión y supervisión.

✓ Acceso a las curvas de carga

Un cliente debe, para beneficiarse de su curva de carga, crear su espacio seguro en el sitio de Enedis. Una vez hecho esto, deberá suscribirse a un servicio de activación de curvas de carga.

El cliente solo tendrá acceso a su curva si se cumplen ciertos requisitos técnicos previos: por lo tanto, se debe observar una tasa mínima de saturación del clúster. Estos requisitos hacen que la demora antes de obtener la curva de carga pueda ser larga para el cliente: en teoría, hasta 60 días, sin embargo, los consumidores han informado duraciones superiores a los 60 días teóricos.

✓ Protección de datos personales

El miedo a la piratería de datos personales es una de las razones dadas por los clientes que rechazan el medidor Linky. Como cualquier sistema que procese datos personales, el sistema de información, incluido el medidor, relacionado con la medición de energía está sujeto a las disposiciones generales de protección de la privacidad. Por lo tanto, se aplican una serie de textos generales y dentro de los cuales encontramos, en particular, la Ley de Protección de Datos de 1978. Más allá de eso, un cierto número de textos específicos complementan, para Linky, estas leyes generales o reglamentos, se tiene:

✓ Recomendación de la Comisión Europea 2012/148/UE del 9 de marzo de 2012 sobre la preparación para la introducción de sistemas de medición inteligente

✓ Deliberación 2012/404 del 15 de noviembre de 2012 de la Comisión Nacional de Computación y Libertades de Francia (CNIL)

✓ El dictamen de 30 de noviembre de 2015 de la CNIL, relativo al registro de la curva de carga en el contador

Está claro que la curva de carga, a intervalos de 10 min, cada media hora o cada hora, es la parte más sensible. A partir de esta curva, la CNIL señala acertadamente que se pueden reconstruir muchos elementos que afectan a la privacidad, por ejemplo: horas de levantarse, de acostarse, horas o periodos de ausencia, volumen de agua caliente consumida, número de personas en casa, etc.

Estos datos son eminentemente personales, y los ciudadanos pueden legítimamente querer garantías en cuanto a su confidencialidad. Sobre la base de esta observación, la deliberación CNIL 2012/404, entre otras medidas, regula rigurosamente los datos más sensibles del medidor, a saber, la curva de carga. Establece condiciones estrictas para el uso de esta curva, siendo el primer principio que no puede elevarse sin el consentimiento del suscriptor.

Si a efectos de resolver una incidencia el administrador de la red puede tener acceso a la misma, dicho acceso se limita al tiempo necesario para la reparación, no pudiendo transmitirse ni almacenarse los datos recabados. Además, la CNIL impone medidas de seguridad en el sistema de información del distribuidor. La CNIL recuerda en primer lugar que debe cumplir con el sistema de referencia de seguridad para dispositivos de medición definido por el Ministerio a cargo de la energía, y que este cumplimiento debe ser verificado por una evaluación y certificación de la Agencia Nacional de Seguridad de los Sistemas de Información de Francia (ANSSI). Pero, además, la CNIL impone un seguimiento de esta auditoría, con el fin de verificar la robustez en el tiempo de la protección de estos sistemas.

Por lo tanto, las medidas de seguridad se toman en diferentes niveles:

- Asegurar las interfaces
- Asegurar los concentradores
- Asegurar los medidores
- Asegurar las redes

Los dispositivos de seguridad son muy sofisticados: presencia de "elementos seguros" a nivel de los concentradores, mensajes encriptados en cada contador, control a nivel de transacciones, aprobación ante el ministerio y la ANSSI, certificaciones de seguridad de primer nivel, etc.

Finalmente, el sistema Linky ha tenido en cuenta la protección de la Información Comercialmente Sensible (ICS) sujeta a restricciones regulatorias establecidas principalmente por la Comisión de Regulación de Energía (CRE). En cuanto a metrología, el equipo está certificado frente a cualquier deriva de medida. La escalabilidad del dispositivo está totalmente probada, en particular con el estricto cumplimiento de las recomendaciones de la CNIL. (Flüry-Hérard & Dufay, 2017)

referencias

- ✓ AYESA. (2018). Proyecto MONICA. Obtenido de <https://www.ayesa.com/es/innovacion/392-monica-monitorizacion-y-control-avanzado-de-redes-de-distribucion-mt-y-bt>
- ✓ Ayuntamiento de Málaga. (2016). Smartcity Málaga. Recuperado el Mayo de 2022, de <https://malagasmart.malaga.eu/es/habitat-sostenible-y-seguro/energia/smartcity-malaga/#.YgFtP9XMKM8>
- ✓ Ayuntamiento de Málaga. (2018). Málaga smart, plan estratégico de innovación tecnológica 2018-2022. Málaga. Obtenido de https://malagasmart.malaga.eu/opencms/export/sites/msmart/.content/galerias/documentos/Plan_Estrategico_de_Innovacion_bajares.pdf
- ✓ Bismark. (10 de Marzo de 2021). Medición avanzada AMI ¿qué significa para Colombia? Recuperado el Enero de 2022, de <https://bismark.net.co/-medicion-avanzada-ami-que-significa-para-colombia/>
- ✓ Bueno, D. (2016). Política de transformación digital del Ayuntamiento de Málaga. II Desayuno coloquio para responsables TI. Málaga. Obtenido de https://es.slideshare.net/Ingenia_es/transformacin-digital-en-las-administraciones-pblicas
- ✓ Centro de Información Tecnológica y Apoyo a la Gestión de la Propiedad Industrial CIGEPI. (2016). Boletín tecnológico: medición y gestión inteligente de consumo eléctrico. Bogotá: Superintendencia de Industria y Comercio. Obtenido de https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/pdf/medicion_energia.pdf
- ✓ Chilectra. (2014). Energía inteligente: Experiencias, costos, beneficios, lecciones para Chile. Santiago de Chile: Fraunhofer. Obtenido de <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201401-version-final-informe-avance-chilectra-30.1.13-V-Final.pdf>
- ✓ Corporación Ruta N. (2016). Observatorio CT+i: Informe de actualización No. 1 Área de oportunidad Grid en Medición inteligente. Medellín. Obtenido de <https://observatorioci.rutanmedellin.org/pdfs/MEDICION-INTELIGENTE.pdf>
- ✓ CREG. (2018). Resolución 40072 de 2018. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40072_2018.htm
- ✓ CREG. (2019). Resolución 40483 de 2019. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40483_2019.htm#:~:text=RESUELVE%3A,alcancen%20niveles%20de%20p%C3%A9rdidas%20eficientes.%E2%80%9D
- ✓ CREG. (2020). Condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el SIN. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5-ffb5b05256eee00709c02/d610e6bccd19ea9c0525863b006fdd19/\\$FILE/D-175-2020%20%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN%20%20%20.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5-ffb5b05256eee00709c02/d610e6bccd19ea9c0525863b006fdd19/$FILE/D-175-2020%20%20CONDICIONES%20PARA%20LA%20IMPLEMENTACI%C3%93N%20DE%20AMI%20EN%20EL%20SIN%20%20%20.pdf)
- ✓ CREG. (2020). CONDICIONES PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA EN EL SIN. Recuperado el 2022
- ✓ CREG. (2020). Resolución 219 de 2020. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5-ffb5b05256eee00709c02/d610e6bccd19ea9c0525863b006fdd19/\\$FILE/Creg219-2020.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5-ffb5b05256eee00709c02/d610e6bccd19ea9c0525863b006fdd19/$FILE/Creg219-2020.pdf)
- ✓ CREG. (2020). Riñesolu 40142 de 2020. Obtenido de https://gestornormativo.creg.gov.co/gestor/entorno/docs/resolucion_minminas_40142_2020.htm

referencias

- ✓ CREG. (2022). Resolución 101001 de 2022. Obtenido de [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5-ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/\\$FILE/Creg101%20001.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5-ffb5b05256eee00709c02/5942c864340e83fb052587fb0080940b/$FILE/Creg101%20001.pdf)
- ✓ Duarte, Sergio, & Gutierrez, Diego. (2020). Infraestructura de medición avanzada en sistemas de distribución con generación distribuida en redes e instalaciones eléctricas de baja tensión para adoptar políticas en materia de eficiencia energética. [Trabajo de grado]. Unidades Tecnológicas de Santander. Obtenido de <http://repositorio.uts.edu.co:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/4662/F-DC-125%20%20Informe%20Final%20Trabajo%20Grado%20Rev4.pdf?sequence=5&isAllowed=y>
- ✓ ECLAP. (2014). Smart City Málaga. Obtenido de <http://eclaponline.jcyl.es/newsletters/2014/septiembre/adjuntos/malaga.pdf>
- ✓ Electricité Reseau Distribution France. (2020). AfricaSmart GridForumSession B2. Le Projet de compteurs Linkyen France. Obtenido de <https://docplayer.fr/4836008-Africa-smart-grid-forum-session-b2-le-projet-de-compteurs-linky-en-france-marc-delandre-marc-delandre-erdf-fr.html>
- ✓ ENDESA. (2016). Smartcity Málaga. Un modelo de gestión energética sostenible para la ciudades del futuro. Obtenido de <https://es.scribd.com/document/375115538/Smartcity-Malaga-Un-Modelo-de-Gestion-Energetica-Sostenible-para-las-Ciudades-del-Futuro-pdf>
- ✓ ENDESA. (20 de Septiembre de 2017). El Smart City Málaga de Endesa recibe el primer certificado europeo de Living Lab concedido a una eléctrica. Recuperado el Mayo de 2022, de <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/redes-inteligentes/smart-city-malaga-certificado-living-lab#:~:text=Desde%20su%20lanzamiento%20en%202009,soluciones%20innovadoras%20de%20eficiencia%20energ%C3%A9tica%2C>
- ✓ ENDESA. (2018). Endesa desarrolla un sistema para controlar en tiempo real la red de distribución. Recuperado el Junio de 2022, de <https://www.endesa.com/es/prensa/sala-de-prensa/noticias/transicion-energetica/digitalizacion/endersa-desarrolla-un-sistema-para-controlar-en-tiempo-real-la-red-de-distribucion>
- ✓ ENDESA. (Febrero de 2019). PASTORA, inteligencia artificial en la red de distribución. Recuperado el 2022, de <https://www.endesa.com/es/proyectos/todos-los-proyectos/transicion-energetica/redes-inteligentes/pastora-inteligencia-artificial-red-distribucion>
- ✓ Energy Manager Canada. (19 de Noviembre de 2021). AMI 2.0 and the future of energy management. Obtenido de <https://www.energy-manager.ca/ami-2-0-and-the-future-of-energy-management/>
- ✓ European Paliament. (2014). Mapping Smart Cities in the EU. European Union. Obtenido de [https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2014/507480/IPOL-ITRE_ET\(2014\)507480_EN.pdf](https://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/etudes/join/2014/507480/IPOL-ITRE_ET(2014)507480_EN.pdf)
- ✓ Flüry-Hérard, B., & Dufay, J. (2017). Le déploiement du compteur Linky. Ministre de l'environnement, de l'énergie et de la mer. Obtenido de <https://www.vie-publique.fr/sites/default/files/rapport/pdf/174000344.pdf>
- ✓ Grupo técnico BID, Minminas, MinTic, UPME y Colombia inteligente. (2016). Smart grids Colombia visión 2030, Parte IV: Anexo 7 Iniciativas de redes inteligentes en Colombia. Bogotá. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/4_Parte4_Anexo7_Proyecto_SmartGrids.pdf
- ✓ Grupo técnico BID, Minminas, mMinTic, UPME y Colombia intelgente. (2016). Smart grids Colombia visión 2030, Parte II- Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (Componente I). Recuperado el 2022, de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/2_Parte2_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf

referencias

- ✓ Grupo técnico BID, Minminas, mMinTic, UPME y Colombia inteligente. (2016). Smart grids visión 2030, Parte I: Antecedentes y Marco Conceptual del Análisis, Evaluación y Recomendaciones para la Implementación de Redes Inteligentes en Colombia. Bogotá. Obtenido de http://www.upme.gov.co/Estudios/2016/SmartGrids2030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf
- ✓ ICONTEC. (2021). NTC 6079:2021. Requisitos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica. Obtenido de <https://tienda.icontec.org/gp-requisitos-para-sistemas-de-infraestructura-de-medicion-avanzada-ami-en-redes-de-distribucion-de-energia-electrica-ntc6079-2021.html>
- ✓ La Vanguardia. (12 de Noviembre de 2018). Sevilla acoge la presentación de conclusiones del proyecto Monica, que controla en tiempo real las redes de distribución. La Vanguardia. Obtenido de <https://www.lavanguardia.com/local/sevilla/20181112/452877985561/sevilla-acoge-la-presentacion-de-conclusiones-del-proyecto-monica-que-controla-en-tiempo-real-las-redes-de-distribucion.html>
- ✓ Ministerio de Minas y Energía. (2017). Decreto 348 de 2017. Obtenido de <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20348%20DEL%2001%20DE%20MARZO%20DE%202017.pdf>
- ✓ Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). ABC sobre Infraestructura de Medición Avanzada (AMI). Recuperado el 2022, de <https://www.minenergia.gov.co/infraestructura-de-medicion-avanzada>
- ✓ MINMINAS. (2018). Retos para avanzar en Medición inteligente, perspectiva del sector. Recuperado el 2022, de <https://www.colombiainteligente.org/attachments/article/1674/2018-06%20Medici%C3%B3n%20Avanzada%20USAID.pdf>
- ✓ Mohamed, H., & Oussama, M. (2018/2019). Approche numerique : la performance des outils d'aide a conception architecturale et urbaine d'un quartier d'habitat intelligent. Universite Laarbi Ben M'hidi. Obtenido de <http://bib.univ-oeb.dz:8080/jspui/bitstream/123456789/12059/1/M%C3%A9moire%20Oussama%20Mecheri%20%26%20Hamli%20Amine.pdf>
- ✓ PR Newswire. (2011). Hydro-Québec announces rollout of advanced metering infrastructure. Recuperado el 2022, de <https://www.prnewswire.com/news-releases/hydro-quebec-announces-rollout-of-advanced-metering-infrastructure-122586423.html>
- ✓ Sánchez, E. (2015). Percepción del ciudadano de las políticas smartcity: el caso de la ciudad de Málaga [tesis doctoral]. Universidad de Málaga, Málaga. Obtenido de <https://riuma.uma.es/xmlui/handle/10630/13381>
- ✓ Semilleros de investigación Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2020). Aspectos generales de las redes eléctricas inteligentes en Colombia. Región Administrativa y de Planeación Especial RAP-E .
- ✓ Serrano, V. (2017). Estudio del impacto y viabilidad de la implementación de la infraestructura de medición avanzada (AMI) para los operadores de red EMCALI y ENEL-CODENSA en el mercado eléctrico colombiano [Tesis de grado]. Universidad de los Andes. Obtenido de <https://repositorio.unian-des.edu.co/bitstream/handle/1992/51508/22777.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- ✓ Sospiro, P., Amamath, L., Di Nardo, V., Talluri, G., & Gandoman, F. (2021). Smart Grid in China, EU, and the US: State of Implementation. Energies, 14(18). doi:<https://doi.org/10.3390/en14185637>

referencias

- ✓ Sospiro, P., Amarnath, L., Di Nardo, V., Talluri, G., & Gandoman, F. (Septiembre de 2021). Smart Grid in China, EU, and the US: State of Implementation. (MDPI, Ed.) *Energies*, 14. doi:<https://doi.org/10.3390/en14185637>
- ✓ Superintendencia de Industria y Comercio. (2016). Medición y gestión inteligente de consumo eléctrico. Obtenido de https://www.sic.gov.co/sites/default/files/files/pdf/medicion_energia.pdf
- ✓ Superintendencia de Industria y Comercio. (2021). Concepto de Abogacía de la Competencia (artículo 7, Ley 1340 de 2009) Proyecto de resolución. Bogotá. Obtenido de https://www.sic.gov.co/sites/default/files/boletin-juridico/21-150176_CREG%20AMI.pdf
- ✓ Tautiva, C. (2018). Política pública para el sector eléctrico. Bogotá: MinMinas. Obtenido de <https://www.energiamayorista.com.co/wp-content/uploads/2018/11/2018-11-02-10-15-Politica-Publica-Ministerio-de-Minas-y-Energia.pdf>
- ✓ Téllez Gutiérrez, S. M., Rosero Garcia, J., & Céspedes Gandarilla, R. (2018). Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades. *Ingeniería y Desarrollo*, 36(2), 469-488. Obtenido de <http://www.scielo.org.co/pdf/inde/v36n2/2145-9371-inde-36-02-469.pdf>
- ✓ Téllez, S., Rosero, J., & Céspedes, R. (2018). Sistemas de medición avanzada en Colombia: beneficios, retos y oportunidades. *Ingeniería y desarrollo*, 36(2), 469-488. Obtenido de <https://rcientificas.uninorte.edu.co/index.php/ingenieria/article/view/10711>
- ✓ Unidad de Planeación Minero- Energética UPME. (2016). Smart Grids Colombia Visión 2030 Parte 1. Bogotá. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Doc_Hemeroteca/Smart_Grids_Colombia_Vision_2030/1_Parte1_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf
- ✓ UPME . (2020). Reporte Final del Proyecto: Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia. The Carbon Trust. Obtenido de https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Reporte_Final_Despliegue_Redес_Inteligentes.pdf
- ✓ UTP. (2019). Apoyo en el Estudio y Elaboración de las Bases para Proponer el Agente que debe Desarrollar la Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada. Pereira. Obtenido de <https://ser-colombia.org/wp-content/uploads/2020/09/Apo-yo-en-el-estudio-y-elaboraci%C3%B3n-de-las-bases-para-proponer....pdf>
- ✓ Valutech Solutions Inc. (2011). Analysis of AMI Deployment Plan, Technology Choice and Client Benefits. Hydro Quebec AMI System. Obtenido de https://grame.org/Memoire_de_Edmund_Finamore_2011-12-07.pdf



Biblioteca epm®

IRO