
Colombia AMI

**Informe Final para el proyecto de implementación de Infraestructura de
Medición Avanzada, AMI para Colombia**

Marzo de 2017





The Carbon Trust wrote this report based on an impartial analysis of primary and secondary sources. The Carbon Trust's mission is to accelerate the move to a sustainable, low carbon economy. It is a world leading expert on carbon reduction and clean technology. As a not-for-dividend group, it advises governments and leading companies around the world, reinvesting profits into its low carbon mission.



Foreign &
Commonwealth
Office

The FCO promotes the United Kingdom's interests overseas, supporting citizens and businesses around the globe.

Contenido

Acrónimos	3
Resumen Ejecutivo	5
1 Introducción.....	8
Revisión del mercado eléctrico colombiano	8
Generalidades.....	8
Medición de electricidad	8
Prioridades de corto plazo	10
Pérdidas no técnicas	10
Crecimiento de la competencia minorista.....	11
Planeación de la red & Pérdidas Técnicas	11
Prioridades de mediano plazo	12
Usuarios informados, demanda activa & reducción de costos operacionales	12
Manejo inteligente de la red & Integración de Generación Distribuida, GD.....	13
Tarifas inteligentes u horarias.	14
2 Opciones tecnológicas.....	15
Opciones de diseño de sistemas AMI	15
Tipos de diseño de sistemas AMI	16
Power Line Carrier (PLC)	17
Radio Frecuencia	18
Redes Celulares.....	20
Otras opciones.....	21
El rol del medidor.	21
Costos, beneficios y funcionalidades de sistemas AMI.	22
Costos indicativos	22
Beneficios indicativos	23
Funcionalidades.....	25
3 Hipótesis iniciales.....	27
Conclusiones tempranas	27
Sistemas PLC con opción de ‘último suspiro’.....	27
Riesgos y complejidades	28
Factibilidad de sistemas PLC en Colombia.....	28
Aplicabilidad de los sistemas PLC en sistemas con alta penetración de GD.....	29
Plan de expansión nacional de fibra óptica.	29
Planes alternativos.	30
Radio Frecuencia.	30
Iniciativas AMI existentes:	30
4 Qué puede aprender Colombia de los mercados internacionales?	32
Selección de países:	32
Análisis de países:	33
Reino Unido	33
Suecia.....	36
Italia	38
California:.....	40
Brasil	42

Conclusiones del análisis de países:	43
Comparación entre programas nacionales y regionales	44
Principales características de las mejores prácticas en sistemas AMI	45
Mejores prácticas – Manejo de la información:	45
Mejores prácticas – Interoperabilidad:	46
Mejores prácticas – Ciberseguridad:	47
Mejores prácticas – Infraestructura combinada:	48
Observaciones en las potenciales responsabilidades del programa:	49
Recomendaciones de adquisiciones:	49
Riesgos asociados con el despliegue AMI:	50
5 Análisis Costo Beneficio	50
Metodología:	51
Escenarios de expansión	51
Información base para el análisis	53
Principales supuestos del modelo:	53
Costos de Activos (CAPEX)	56
Costos de operación y mantenimiento (OPEX)	59
Beneficios	63
Beneficios para el Comercializador	63
Beneficios para el Operador de Red. OR	64
Beneficios para los Usuarios:	65
Beneficios para el Sistema:	67
Negocios como siempre o Business as Usual (BAU) Escenario:	68
Resultados	68
Flujo de Caja	68
Resultados del análisis del Flujo de Caja	69
Observaciones finales:	72
Análisis de Sensibilidad:	73
6 Conclusiones	75
Apéndice 1 – Lista de Entrevistas realizadas.	76

Acrónimos

AMI –Infraestructura de Medición Avanzada.

ANM –Manejo Activo de Red

CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas

DA –Distribución Automatizada

EPM – Empresas Públicas de Medellín

EPSA – Empresa de Energía del Pacífico

EV – Vehículos Eléctricos

FCO – Foreign & Commonwealth Office

GSM – Global System for Mobile Communications

GPRS – General Packet Radio Service

LAN – Local Area Network

PEN – Plan Energético Nacional

PLC – Power Line Carrier

PV – Fotovoltaico

RF – Radio Frecuencia

TC – Telecomunicaciones

UPME – Unidad de Planeación Minero Energética

WAN – Wide Area Network

Resumen Ejecutivo

Carbon Trust ha completado tres (3) evaluaciones independientes de los siguientes aspectos, para recomendar al Gobierno de Colombia si es conveniente y cómo se debe implementar una infraestructura de medición avanzada, AMI en Colombia:

- Una priorización de las necesidades de Colombia en materia de AMI y los resultados que se espera un sistema AMI entregue, analizados desde diferentes tecnologías de AMI.
- Una revisión de las diferentes experiencias de expansión de infraestructura AMI a nivel internacional y las lecciones que Colombia puede tener en cuenta.
- Un análisis costo- beneficio de tres (3) escenarios diferentes:
 1. **Escenario 1. Expansión Nacional Gradual:** Es un escenario de quince (15) años de despliegue, donde los primeros dos (2) años son dedicados a definir un estándar nacional para garantizar la interoperabilidad del sistema y la presencia de economías de escala en la adquisición de los equipos.
 2. **Escenario 2. Expansión Nacional Acelerada:** Es un escenario de siete (7) años de expansión acelerada, donde los primeros dos (2) años son dedicados a definir un estándar nacional para garantizar la interoperabilidad del sistema y la presencia de economías de escala en la adquisición de los equipos.
 3. **Escenario 3. Empresa por empresa:** Es una expansión inmediata que no contempla la definición de estándares nacionales y donde cada empresa define y ejecuta su propio plan de expansión. La completa sustitución se logra en quince (15) años.

Carbon Trust recomienda que el Gobierno de Colombia implemente el escenario de expansión 2, considerando que éste entrega la tasa interna de retorno más alta (71,3%) y el mejor beneficio neto (\$14,382 M) de los tres escenarios:

- Desarrollando un estándar nacional el Gobierno de Colombia crearía un mercado nacional de 12.6 millones de medidores inteligentes, en contraste con la adquisición de medidores empresa por empresa, el cual consideramos que puede cambiar el costo promedio por medidor de US\$100 a US\$150.
- Un único y estándar protocolo nacional de comunicaciones para los medidores inteligentes permitirá la interoperabilidad entre los medidores, garantizando un mercado competitivo de energía a nivel minorista. Este resultado es esencial considerando que el modelo supone una caída promedio de precios de energía del 1% durante un periodo de 14 años, como consecuencia de la existencia de competencia para el usuario final.
- Una expansión acelerada en el escenario 2, entregaría los beneficios del sistema AMI más rápido que en el escenario 1, lo cual resulta en un beneficio neto más alto durante los 15 años de análisis.

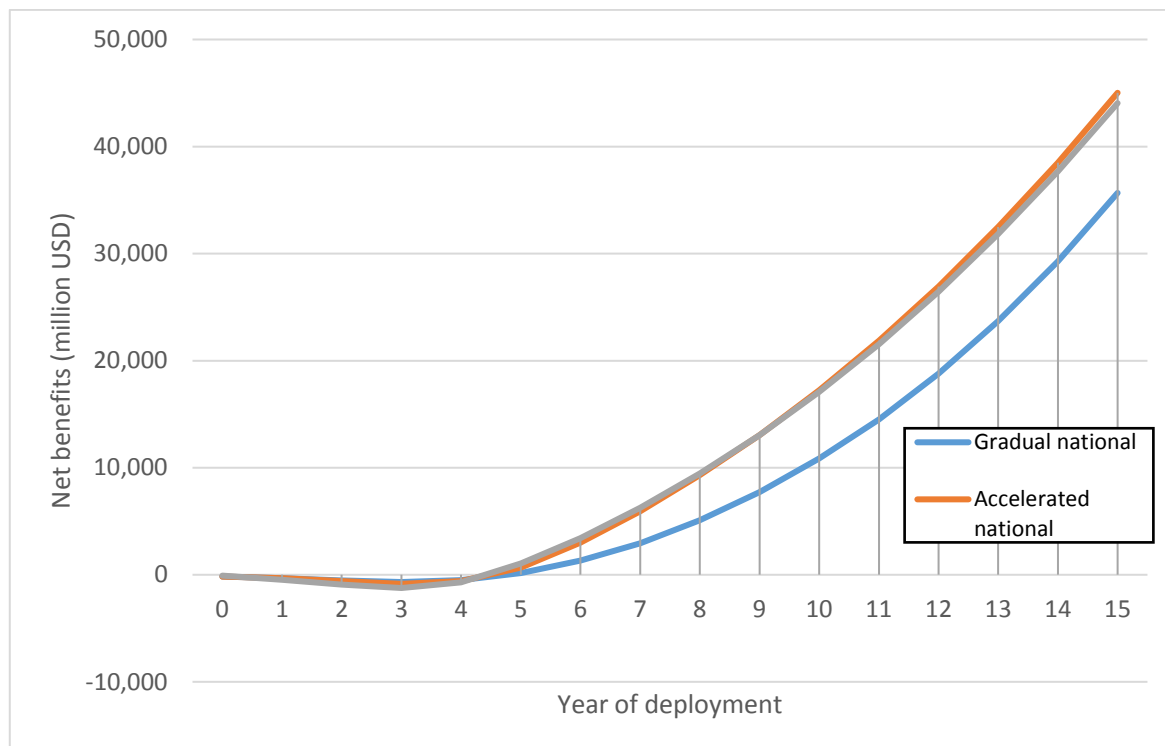


Ilustración 1 – Gráfico de los beneficios netos de cada escenario de expansión, a lo largo de 15 años.

Junto con la recomendación de implementar el escenario nacional de expansión acelerado o escenario 2, recomendamos lo siguiente:

- Colombia debe establecer su expansión de medidores inteligentes a través de la regulación del mercado de energía y no a través de leyes gubernamentales. El primer mecanismo es más flexible, rápida y fácil de modificar, en caso de que sea necesario;
- Los operadores de red deben realizar la expansión de los medidores y toda la infraestructura asociada, la cual debe ser considerada como activos regulados;
- El costo de los medidores y la infraestructura asociada debe ser recuperado a través de los usuarios por medio de los cargos regulados de distribución. Obviamente este mecanismo debe incrementar los cargos de distribución, pero consideramos que este potencial incremento debe ser compensado por:
 - Reducción de costos de operación tanto del distribuidor como del comercializador, los cuales deben ser transferidos al usuario a través del mercado competitivo y que incluyen:
 - Una reducción considerable de las pérdidas no técnicas de energía, de un promedio nacional de 4.5% a 1.0%.
 - Menores costos de atención al usuario, lectura de medidores, manejo de cartera, conexión y desconexión, entre otros.
 - Eficiencia energética, como consecuencia de un potencial aplanamiento del pico de demanda, y una reducción del consumo de los usuarios basada en un cambio de conducta por efecto de una mejor información de las variables de consumo. En este análisis se supone una reducción promedio del 2% en la demanda de energía para los usuarios correspondientes a los medidores clase 1 y 2 de energía eléctrica.

- En este análisis y considerando la integración vertical existente, se recomienda que un tercer agente diferente del distribuidor y del comercializador opere y administre la información en representación del usuario y por consiguiente, brinde acceso a ésta, a las partes autorizadas para ello. Lo anterior implica la inversión de US\$300 M, la cual está incluida en el modelo.
- Los medidores inteligentes incluidos en este análisis incluyen las funcionalidades consideradas como básicas para ser catalogados como tales, esto es registro de consumo cada media hora, almacenamiento de la información, bidireccionalidad de flujo de energía, tarificación y cálculo del costo de la energía, desconexión/conexión remota, opciones de prepago y post pago, control de consumo básico de potencia y energía y seguridad de la información.
- Es decir, los medidores incluidos en este análisis no contemplan un registro de medida de menos de media hora, interoperabilidad con medidores de agua o gas, interfaz con la red de cada inmueble ni display de información para cada usuario.
- Las empresas pueden decidir la tecnología de comunicación más idónea (PLC, RF, celular), para las necesidades de sus usuarios, sin embargo en este análisis se considera tecnología PLC para los usuarios urbanos y tecnología RF para los usuarios rurales, en cada uno de los escenarios contemplados.

1 Introducción

Revisión del mercado eléctrico colombiano

Generalidades

Colombia tiene un sistema consolidado de energía eléctrica, con una demanda anual de 66,2 GWh – año ¹. La demanda de energía eléctrica en Colombia se espera crezca en promedio un 3%² anual al 2030, aunado con crecimientos similares esperados para el PIB y la población en el mismo periodo de tiempo. La mayor parte de la electricidad en el país proviene de plantas hidroeléctricas (~64%), habiendo actualmente planes de diversificar el parque de generación en el país. La generación térmica, basada o bien en gas natural o carbón, completa el suministro restante, (~31%), con una pequeña proporción de otras fuentes, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas, fuentes no convencionales y cogeneración (~5%).

La red de transporte de energía eléctrica está diferenciada entre transmisión y distribución. La red de transmisión o el denominado Sistema de Transmisión Nacional, STN opera redes en voltajes mayores de 220kV. La red de transmisión es propiedad de 7 compañías, con un operador del sistema único.

La Red de Transmisión Regional, STR, opera a voltajes entre 115kV y 220kV) y la red de distribución o SDL con voltajes menores de 115KV, es operada por más de 30 empresas de distribución, cada uno cubriendo una región diferente (ver figura 3 del mapa político de Colombia en la siguiente página). Los cinco operadores de red más grandes (Codensa, EPM, Electricaribe, Emcali, y EPSA) suplen más de dos tercios del mercado colombiano.

Medición de electricidad

El sistema de transmisión nacional tiene asociado a su infraestructura medición avanzada o inteligente, con el objeto de controlar y monitorear todo el mercado en este nivel, por lo que estas fronteras no se incluyen dentro de este análisis.

Del resto de los medidores, cerca del 60% de los 12.2 millones de puntos de medición a lo largo del país son de tipo electromecánico, electrónicos o ciclométricos (i.e. ‘brutos’) (ver figura 2)³. Y aún los medidores electrónicos instalados, en la mayoría de los casos, no tienen el hardware necesario para poderse comunicar

con una infraestructura avanzada de medición. Por otra parte, la red de distribución de electricidad en Colombia enfrenta actualmente varios retos. En el tema de pérdidas de energía, Colombia aún tiene una alta tasa de pérdidas técnicas y no técnicas en la red de distribución, con cifras de alrededor de 4.5% de promedio nacional de pérdidas no técnicas y 15.5%⁴ de pérdidas totales (llegando en algunas regiones a más del 20%). También

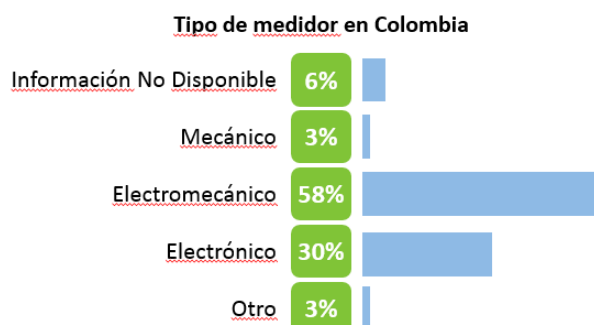


Figura 2: Tipos de medidores en Colombia

¹ XM, Informe de operación del SIN y del mercado, 2015

² UPME, Proyección de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia. Revisión junio de 2016. Escenario Medio.

³ Implantación de tecnología de medición inteligente en los servicios de acueducto, energía eléctrica y gas natural en Colombia Bogotá D.C. Septiembre de 2015 PROYECTO PILOTO. CREG, CRA, SSPD, DNP, OCDE.

⁴ Implantación de tecnología de medición inteligente en los servicios de acueducto, energía eléctrica y gas natural en Colombia Bogotá D.C. Septiembre de 2015 PROYECTO PILOTO. CREG, CRA, SSPD, DNP, OCDE.

presenta un indicador de interrupciones de energía (SAIDI) de cerca de 1,768 horas anuales⁵ y unos indicadores de cartera y deuda castigada susceptibles de ser mejorados.

Existe un amplio consenso de que la implementación de un sistema AMI en Colombia podría ayudar a reducir significativamente los costos asociados a estos problemas, identificando la ubicación y razón de las pérdidas en la red, además de reducir los tiempos de interrupción del servicio a través de un mejor control y planeamiento de la red de distribución. De hecho, un sistema AMI podría entregar a los operadores de red otros beneficios como integrar la generación distribuida, la respuesta de la demanda o la masificación de los vehículos eléctricos a la red, entre otras cosas (ver 'Beneficios del sistema AMI' adelante). Con lo anterior en mente, varias empresas de distribución de electricidad han implementado proyectos piloto para evaluar el funcionamiento de un sistema AMI en cada uno de sus mercados, mucho de los cuales han demostrado ser inicialmente exitosos.

Dicho esto, es importante tener claro que no existe un modelo que sirva a todos, para sistemas AMI, considerando la variedad de tecnologías y opciones de comunicación, así como de funcionalidades en medidores y de costos. Se entiende que no existe actualmente un plan nacional de expansión de un sistema AMI en Colombia, con varios análisis y discusiones en la mesa en cuál sistema implementar y cuál es la mejor manera de realizarlo.



Figure 3: Maphill, Mapa Político de Colombia (2016)

⁵ Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN (Mercados Energéticos Consultores, 2015)

Funcionalidades esenciales del sistema AMI en Colombia

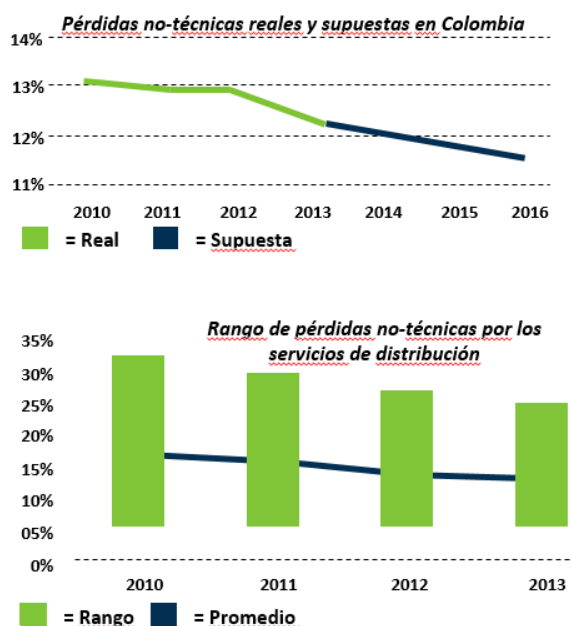
Para entender cuál opción de diseño de sistema AMI mejor funciona en Colombia, es esencial entender para qué Colombia necesita un sistema AMI y cuándo Colombia necesitaría que los beneficios asociados a la implementación de esta infraestructura estén operando en su mercado. Lo anterior porque si algunos beneficios o servicios asociados, como la generación distribuida por ejemplo, pueden ser implementados cerca del final o después de la vida útil de la primera generación de medidores instalados, (i.e. en 10-15 años⁶), esto podría ser un factor determinante en el diseño del sistema AMI. Esta sección pretende dar respuesta a las anteriores preguntas definiendo las prioridades del mercado colombiano respecto al sistema AMI:

Prioridades de corto plazo

Este reporte propone que el beneficio prioritario en el corto plazo de implementar un sistema AMI en Colombia es reducir las pérdidas no técnicas provenientes de las conexiones ilegales y la manipulación de los medidores. En segundo lugar se encuentra lograr la ampliación de la competencia en el mercado minorista, con el objeto de beneficiar a los usuarios finales, tanto en calidad como en precio; y en tercer lugar se determinó que fuera lograr reducir pérdidas técnicas, tiempos de interrupción del servicio y un mejoramiento de la calidad de la cartera, todo a través de un mejor control y planeamiento de la red de distribución. Estas prioridades fueron derivadas de una evaluación de los documentos oficiales⁷ disponibles, de fuentes secundarias de información⁸, así como de varias entrevistas con diferentes agentes del mercado.

Pérdidas no técnicas

Varios estudios han concluido que uno de los beneficios más inmediatos y evidentes de la implementación de sistemas AMI es la identificación, gestión y posterior reducción en las pérdidas no técnicas⁹. Colombia ha presentado en los últimos años una alta tasa de pérdidas en la red de distribución, con un promedio nacional de alrededor del 12%, alcanzando más del 25% en algunas regiones¹⁰. A pesar de que estas cifras se han reducido en los últimos años, se estima que las pérdidas no técnicas en Colombia aún significan millones de dólares anuales (US\$ 500 millones)¹¹. Implementar un sistema AMI a nivel nacional es reducir estas cifras significativamente y en el corto plazo. De hecho, numerosas compañías han iniciado la instalación de este sistema motivadas, entre otros beneficios, por éste (ver Apéndice 1). En este sentido Colombia es muy sensible a beneficiarse de manera efectiva y rápida de la reducción de pérdidas no técnicas derivada de la implementación de un sistema AMI a nivel nacional.



Es importante también considerar que, a pesar de que las pérdidas de electricidad han presentado una trayectoria decreciente en los últimos años, (ver figura 4), las diferencias entre las diferentes compañías continúa siendo grande. Empresas como Electricaribe, Cedenar, y Emcartago aún presentan pérdidas no técnicas del orden del 19-

⁶ Electa (2010) Study of Smart Meter lifetimes; Frontier Economics (2008) Research into the cost of smart meters

⁷ CREG (2015) Pilot for Smart meters, Objectives and Goals; ASOCODIS (2013) Energy Sector in Colombia; UPME (2015) National Expansion Plan

⁸ NEG (2015) South America: Smart Grid Market; Jaramillo, N (2014), Smart meter adoption, recent advances and future trends

⁹ EEI (2011) Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective; NEG (2015) South America: Smart Grid Market

¹⁰ ASOCODIS (2013) Energy Sector in Colombia

¹¹ Implantación de tecnología de medición inteligente en los servicios de acueducto, energía eléctrica y gas natural en Colombia Bogotá D.C. Septiembre de 2015 PROYECTO PILOTO. CREG, CRA, SSPD, DNP, OCDE.

26%, tal y como se determina en la figura 4. Con esto en mente es evidente que combatir las pérdidas no técnicas debe ser una de las prioridades de la implementación de sistemas AMI.

El principal contra argumento del establecimiento de esta prioridad podría ser que el consumo de electricidad en Colombia es relativamente bajo, dado los estándares mundiales. Esto significa que aun si el porcentaje de electricidad ahorrada a través de la reducción en las pérdidas es significativo, éste no compensa el costo de la instalación de un sistema AMI, (el cual tiene costos similares independientes del lugar de instalación, dados los costos de componentes comercializados globalmente). Dicho esto, Colombia ha presentado varios años de crecimiento positivo de su economía y se espera un crecimiento futuro sostenido, el cual está necesariamente asociado a un crecimiento en la demanda de energía. Consecuente con esto, la capacidad de identificar y gestionar la reducción de las pérdidas no técnicas tendrá un impacto creciente en el futuro, llevando a Colombia a una siguiente etapa en la evolución de su mercado de energía.

Crecimiento de la competencia minorista.

En teoría, la competencia en la comercialización puede contribuir a la reducción en los precios, a la mejora en calidad y a ofrecer opciones a los consumidores, especialmente los no residenciales. En muchos mercados, pero especialmente en Europa, esto se ha logrado a través de la desintegración y estricta separación entre actividades reguladas o basadas en operación de redes de transporte (transmisión y distribución) y actividades liberalizadas (generación y comercialización). En el Reino Unido, estas actividades han sido separadas por más de 20 años y los activos regulados o de redes de transporte son operados por empresas totalmente diferentes a aquellas que realizan la actividad de generación o comercialización. La idea detrás de este esquema de liberalización del mercado es permitir el libre acceso de terceras partes, “third party access (TPA)” a las infraestructuras de transporte para garantizar la competencia en generación y comercialización. Sin embargo, la capacidad de este mecanismo de proveer los beneficios esperados está limitada por:

- La falta de apropiación o de compromiso del usuario del mercado de energía;
- La incapacidad de los comercializadores de energía (con costos similares de operación y una falta de información de las necesidades de sus usuarios) de diferenciar su oferta de servicio;
- El costo de reestructuración del sector; y
- El alto costo de transacción de realizar un cambio de comercializador.

Un enfoque diferente a lo establecido anteriormente, es la competencia minorista a través de un sistema AMI, el cual permite proveer a los diferentes comercializadores con información suficiente acerca de sus potenciales usuarios, permitiéndoles desarrollar estrategias comerciales que benefician tanto al sistema como al usuario. Si la información de consumo de los usuarios es administrada por un tercer agente independiente y suministrada a comercializadores acreditados, con el permiso de los usuarios, el desarrollo de un mercado competitivo a través de varios proveedores puede ser alcanzado.

Planeación de la red & Pérdidas Técnicas

A nivel de transmisión nacional y regional (>115kV) Colombia ya tiene una infraestructura de medición avanzada instalada, a través de la cual se realiza la planeación centralizada de la red de transmisión y se expide ‘El Plan Nacional de Expansión en Generación y Transmisión’ periódicamente¹². En el nivel de distribución local, sin embargo, Colombia actualmente no cuenta con una metodología sistemática para la planeación de la red, y en cambio cada una de las empresas localmente elabora sus propios planes de expansión. Han habido grandes críticas acerca de la efectividad de esta práctica, fundamentadas en la falta de un mantenimiento oportuno y de una

¹² UPME (2015), Plan Expansión en Generación y Transmisión.

actualización o reposición efectiva de las redes, con la consecuente mala calidad e interrupciones en el servicio que se han presentado en varias regiones del país.

Parte de las razones por las que lo anterior ocurre, es la falta de información precisa y actualizada del estado de la red, especialmente a un nivel de detalle. Los sistemas AMI podrían, por consiguiente, mejorar considerablemente la capacidad de controlar y planear de manera efectiva y costo - eficiente la red de distribución en Colombia, a través de la disponibilidad de información medidor a medidor de la red. Esta información puede ser analizada para soportar racionalmente la planeación de la red y para brindar indicaciones claves a los ingenieros de planeación de redes en el diseño de la ampliación o reposición del sistema. Por ejemplo, los datos provenientes de un sistema AMI, puede ser usados para predecir donde las redes pueden llegar a sobrecargarse en un futuro y por tanto permitir que las actualizaciones o reparaciones sean realizadas antes de que las interrupciones ocurran. Aun más, la información puede ser utilizada para determinar dónde pueden ser instaladas las fuentes de generación distribuida, estableciendo si es necesario realizar modificaciones o actualizaciones a la red, evitando retrasos e incrementando el uso eficiente de la red.

La información proveniente de un sistema AMI, puede ser también usada para identificar áreas que presentan grandes pérdidas técnicas (e.g. deterioro en los cables, fallas en las subestaciones, o áreas afectadas por exceder la capacidad máxima), permitiendo a las empresas reducir estas pérdidas y lograr una red más eficiente. De hecho, modelos predictivos pueden ser implementados, basados en la información AMI, para determinar las áreas más probables de ocurrencia de pérdidas técnicas en el futuro, ayudando a poner en marcha planes de contingencia más costo – efectivos. Es decir, la reducción de costos lograda a través de un mejor planeamiento de la red parece ser una prioridad evidente de corto plazo para Colombia, con beneficios visibles rápidamente y con impactos a lo largo de toda la vida del sistema AMI.

Prioridades de mediano plazo

La reducción de pérdidas no técnicas y el mejoramiento en la planeación de la red (con la reducción de pérdidas técnicas asociadas) son resaltadas en este informe como objetivos claves en el corto plazo de la implementación de sistemas AMI en Colombia. La razón de esto es porque estos objetivos deben ser alcanzados inmediatamente, y además lograrlos provee retornos visibles en un periodo corto de tiempo. Dicho esto, es importante aclarar que existen muchos otros potenciales beneficios de la expansión de sistemas AMI que son importantes para el mercado colombiano, sólo que su relevancia puede ser más importante en un período mas largo de tiempo o después de lograr otras metas más esenciales.

Usuarios informados, demanda activa & reducción de costos operacionales

Un ejemplo claro de prioridad a más largo plazo es proveer al usuario con una mejor información acerca de su consumo de electricidad. Este beneficio debe ser considerado como un objetivo principal de la expansión de un sistema AMI en Colombia, a pesar de que su importancia se elevará con la existencia de competencia y el incremento en los precios y el consumo de la energía, lo cual significa que será más importante en el futuro que en la actualidad. Mas aún, comparado con los evidentes beneficios obtenidos a través de la reducción de pérdidas, proveer a los usuarios con mejor información (lo cual a su vez resulta en una reducción del consumo dado el cambio de conducta del usuario) significa retornos menos evidentes en el corto plazo o ganancias indirectas más complejas de calcular para las empresas inversionistas.

Lo mismo puede decirse para otros beneficios de un sistema AMI. Reducir costos operacionales que hoy son reconocidos a través de cargos regulados (e.g. reducir costos de atención al usuario por reducción en la frecuencia de llamadas o reclamos provenientes de errores de lectura o de facturación) o reducir las emisiones de carbono, a pesar de que son logros deseables, son de menor prioridad que la reducción de pérdidas, las cuales resultan en una reducción evidente de costos y una mejora significativa de la operación del sistema en un corto periodo de tiempo. La distinción clave es que las prioridades esenciales deben ser deseadas por cualquier sistema de

electricidad, mientras que los otros beneficios pueden ser considerados como deseables, considerando un esquema específico, pero no son una necesidad esencial de la prestación del servicio.

Manejo inteligente de la red & Integración de Generación Distribuida, GD.

Tal vez unos de los mejores ejemplos de prioridades de mediano o largo plazo en la implementación de sistemas AMI es el soporte de redes activas, especialmente en lo que respecta a la integración y control de altos grados de penetración de generación distribuida. A pesar de que la incorporación de generación distribuida como la solar o la eólica ha sido considerada como una meta importante en el mercado colombiano, tanto el contexto actual como las líneas de tiempo deben ser consideradas cuidadosamente. En primer lugar, el monitoreo y control en tiempo real de fuentes de GD solo se torna en una necesidad imperiosa cuando grandes volúmenes de generación intermitente entra en el mercado. Aunque Colombia tiene un gran potencial de recursos solares y eólicos (especialmente en el noreste del país), actualmente tiene muy bajos niveles de penetración de GD, 20-60MW y las perspectivas futuras indican que podría tener alrededor de 90-120MW en el 2025, y tal vez 240-600MW en el 2030 (como se muestra en la figura 5). Es más, aún en los escenarios recomendados por el Plan de Expansión en Generación solo se instalarán alrededor de 1,200MW de energía eólica y 500MW de energía solar en el 2029/30 (escenario 12)¹³. Mientras que este escenario implica un gran crecimiento en la expansión de fuentes alternativas de energía en términos absolutos, éste sólo representaría un porcentaje menor del parque de generación en Colombia¹⁴. Es decir, el punto acá es que un sistema AMI tiene una vida útil de 10 – 15 años¹⁵, por lo que para la mayor parte de este periodo de tiempo de instalación de un sistema AMI en Colombia, la integración y control en tiempo real de la GD, es probable que sea un evento limitado al fin del periodo de su vida útil en la mayoría de las regiones .

Es más, aún si hay un alto grado de penetración de GD en Colombia, el manejo en tiempo real del control y la coordinación de estas fuentes sólo es una prioridad cuando no existe suficiente energía almacenada disponible para compensar los problemas de intermitencia asociada con estas fuentes de energía. Colombia cuenta con grandes hidroeléctricas, las cuales pueden ser despachadas para compensar estas intermitencias de generación en el futuro. Lo anterior significa que la localización de estas plantas hidroeléctricas es importante, pues deben estar cerca de los sitios con potencial para instalar GD, si se pretende que sean mecanismo de balance del sistema. Una manera de evaluar lo anterior es sobreponer la localización de las plantas hidroeléctricas con los recursos solares y eólicos disponibles en el país, como se muestra en la figura 6:

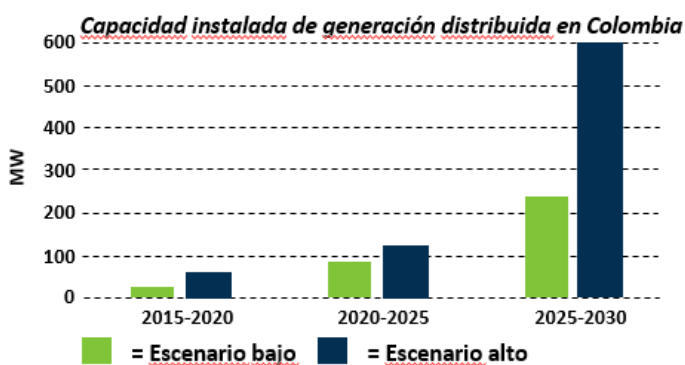


Figure 5: Colombia Smart Grid National Policy (2015)

¹³ Plan de Expansión de Generación (2016)

¹⁴ It should be noted however that the highest renewables scenario (scenario 11) does predict 3,000MW of wind and 500MW of solar by the same date (see Appendix 2).

¹⁵ Electa (2010) Study of Smart Meter lifetimes; Frontier Economics (2008) Research into the cost of smart meters

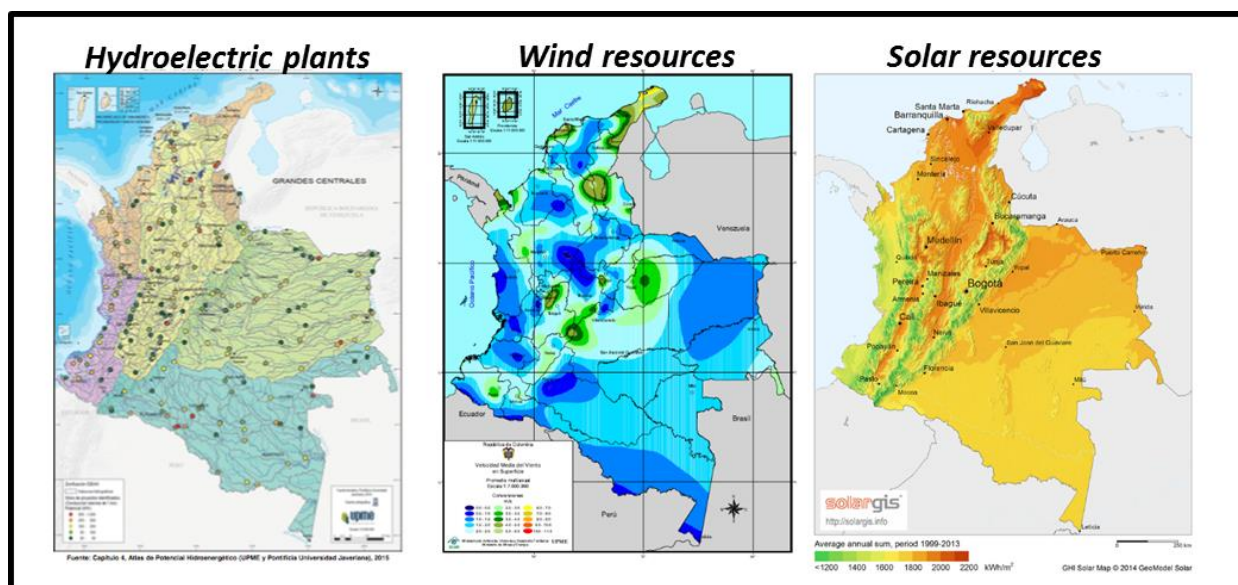


Figure 6: UPME (2015) Hydropotential; UPME (2015) Wind potenital ; SolarGIS (2016) Solar potential in Colombia

Como lo evidencia la figure 6, la única región con recursos relevantes de energía solar y eólica que no tiene acceso a recursos despachables de energía es la Guajira, en la Costa Atlántica. Sólo en este caso puede ser necesario considerar instalar sistemas AMI de tiempo real, capaces de controlar de manera automática la red e integrar grandes cantidades de GD, como prioridad de corto plazo (ver 'Riesgos y Dificultades '). Es decir, en la mayoría de los casos, se puede argumentar que los beneficios de integrar GD en sistemas AMI puede esperar hasta la primera reposición de los equipos (i.e. en 10-15 años), dado que se puede hacer uso del almacenamiento hidráulico para balancear el sistema, haciendo que la comunicación AMI en tiempo real no sea esencial.

Tarifas inteligentes u horarias.

Las tarifas inteligentes son otro ejemplo de beneficios que pueden ser considerados de mediano o largo plazo en Colombia. A pesar de que es deseable que las tarifas suministren precios de electricidad en tiempo real, hay varias razones para no considerar este beneficio como prioridad actualmente. En primer lugar, porque Colombia cuenta con un bajo consumo per cápita comparado con estándares globales, por lo que las ganancias esperadas de cambios en la conducta de consumo por tarifas diferenciadas u horarias puede ser muy limitada en el corto plazo. En el mediano plazo sin embargo, estas ganancias pueden ser relevantes, es decir en el tiempo puede coincidir con el final de la vida útil del sistema AMI instalado antes del 2020 (i.e. alrededor del 2025-2030). En segundo lugar, se puede suponer que dado que la mayor parte de la energía en Colombia es generada a través de plantas hidroeléctricas, pueden existir problemas menos severos

	PLC	RF	TC	
	BAJA	MED	ALTA	
	Funcionalidad			Prioridad para Colombia
1 Reducción de pérdidas no-técnicas	✓	✓	✓	Corto plazo
2 Incentivar la competencia en ventas al por menor	✓	✓	✓	Corto plazo
3 Mejorar la planeación de redes	✓	✓	✓	Corto plazo
4 Reducir las pérdidas técnicas	✓	✓	✓	Corto plazo
5 Reducir el tiempo de corte	½	✓	✓	Mediano plazo
6 Proporcionar información al consumidor	✓	✓	✓	Mediano plazo
7 Reducir los costos de lectura del medidor	✓	✓	✓	Mediano plazo
8 Disminuir los costos de operación	✓	✓	✓	Mediano plazo
9 Reducir las emisiones de CO ₂	½	✓	✓	Mediano plazo
10 Permitir tarifas inteligentes	X	✓	✓	Largo plazo
11 Permitir ANM	X	✓	✓	Largo plazo

Figure 7: AMI functionality & Colombia's AMI priorities, Carbon Trust analysis

de manejo de picos de carga (i.e. la demanda pico puede ser satisfecha parcialmente por hidroeléctricas con represas). Lo anterior reduce la prioridad de contar con tarifas inteligentes, dado que se reduce el incentivo para reducir el consumo en los periodos de pico de demanda. Ahora bien, en todo caso es importante mencionar que aún sin información en tiempo real, la mayoría de los sistemas AMI pueden ser capaces de proveer, a través de modelos predictivos, una tarifa inteligente estimada (e.g. tarifas basadas en días similares del año anterior). A pesar de que este mecanismo no es tan deseable como las tarifas inteligentes en tiempo real, es una alternativa viable que puede ser utilizada hasta que un sistema más sofisticado reemplace el sistema inicial en 10-15 años.

En conclusión, para el diseño del sistema AMI, es necesario realizar un mapa guía de los costos, beneficios y limitaciones del sistema, basados en una línea de tiempo indicativa de las necesidades priorizadas por las que se requiere un sistema AMI en Colombia, como se puede ver en la figura 7.

2 Opciones tecnológicas.

Opciones de diseño de sistemas AMI

A grandes rasgos, un sistema AMI monitorea (y ayuda a controlar) las actividades de una red, asegurando la eficiencia en su operación y la confiabilidad del flujo bidireccional de información de la electricidad transada entre consumidores, empresas comercializadoras y generadores¹⁶. Los sistemas AMI por lo general son promocionados como la ruta para lograr ahorros de energía, precios en tiempo real, recolección automática de información, evitando errores humanos y sus consiguientes costos en las lecturas manuales, y como método de detección de eventos o fallas en la red de manera virtual. Sin embargo, algunos sistemas AMI además permiten operar equipos de manera remota, como relés de distribución o hasta generación distribuida en tiempo real.

Como se diagrama en la figura 8, las comunicaciones de una AMI tiene varias capas. Los medidores inteligentes registran datos internamente y los transmiten a través de una red local o Local Area Network (LAN) a un recolector o agregador de datos. Este recolector recupera la información y puede o no realizar procesamiento de datos en sitio o transmitir la información directamente a través de una red amplia o Wide Area Network (WAN) al centro de procesamiento de datos de la empresa, para su análisis y evaluación. La tecnología de comunicación usada en el nivel local o LAN no tiene que ser la misma (y por lo general no lo es) que la escogida para la comunicación en el nivel WAN. Es importante establecer en este punto, que el alcance de este trabajo es sólo seleccionar un diseño de sistema AMI para el medidor hasta el recolector de datos o lo que comúnmente se denomina como última milla 'last mile' (i.e. el sistema de comunicación LAN). Las opciones de tecnología de comunicación más allá de este punto (i.e. sistema de comunicación WAN) son generalmente menos complejos de diseñar e implican menores compensaciones o *trade-offs*, considerando la naturaleza de los datos (e.g. agregados y comprimidos en grandes paquetes) y la red (e.g. menores nodos). Por esta razón generalmente es más efectivo y barato transferir esta información al centro de datos vía celular o Ethernet (e.g. fibra óptica). Sin embargo, como se mencionó antes, el diseño de esa parte no es objeto de este análisis.

¹⁶ Ping, Y (2010), *Wireless Mesh Network*, IETE Technical Review, Vol.27, Issue 1



Figure 8: AMI communication layers, Carbon Trust analysis

En el nivel local o LAN, hay una variedad de diferentes tecnologías de medición y de comunicaciones disponibles, las cuales podrían constituir un sistema AMI. La opción escogida de comunicaciones para enviar/recibir información tiene un impacto tal en el resto del diseño del sistema, que sin una suficiente capacidad de comunicaciones muchas de las funcionalidades potenciales del medidor serían simplemente inocuas¹⁷. Por ejemplo, mientras que un medidor inteligente puede ser capaz de enviar y/o recibir información del precio de bolsa de electricidad (basado en suministro en tiempo real y la demanda requerida), sin un sistema de comunicaciones de baja latencia que permita que esta información sea transmitida en tiempo real, pues esta información simplemente no puede ser usada efectivamente por los usuarios para optimizar su consumo de energía. La plataforma de comunicaciones es el verdadero habilitador de un sistema de redes inteligentes, dado que provee la posibilidad de realizar comunicaciones bidireccionales entre las empresas y los puntos individuales de medición, sin la cual las empresas ni entenderían ni podrían mejorar la red en un nivel tan detallado. Con lo anterior en mente, este reporte está basado en un enfoque de las comunicaciones como guía o *'communication-led'*, donde el diseño del sistema AMI está fundamentado y evaluado con base en la funcionalidad que las opciones de comunicación pueden ofrecer.

Tipos de diseño de sistemas AMI

En línea con el enfoque basado en comunicaciones mencionado anteriormente, la siguiente sección realiza un resumen de las tres opciones de comunicaciones disponibles en el mercado colombiano para sistemas AMI en la conexión de última milla. Cada tecnología es brevemente descrita junto con sus ventajas y sus desventajas.

¹⁷ Budka, KC (2010). Communication network architecture and design principles for smart grids, Bell Labs Technical Journal, Vol.15



Power Line Carrier (PLC)

I- Descripción:

- I- Los sistemas de Power Line Carrier (PLC) transmiten la información desde el medidor hasta la subestación de distribución que alimenta el medidor, a través de los cables de energía existentes, donde se localiza un punto de recolección de información o un agregador de datos. La información es enviada posteriormente a una central de datos para su procesamiento.

II- Ventajas:

- a. Se puede usar la infraestructura existente de postes, cables y subestaciones. Esto asegura una alta penetración y una alta efectividad de los costos para la mayor parte de los requerimientos funcionales del medidor (e.g. lectura del medidor y control de pérdidas no técnicas).
- b. Ha sido instalado en muchos países (especialmente Europa) y es el sistema más consolidado de comunicaciones para AMI. Esto no quiere decir únicamente que es el más barato, sino que además tiene un mercado maduro de proveedores, componentes y servicios.
- c. Generalmente es el más confiable y efectivo en terrenos difíciles, con indicadores mejorados de costo - efectividad para líneas rurales. Los sistemas PLC tienen la capacidad de funcionar en distancias largas con tal de que se disponga de la infraestructura de electricidad.
- d. Ofrecen la mayoría de los beneficios que se obtienen de un sistema AMI a un relativo bajo precio, incluyendo recolección de datos primarios o de detalle que contribuye a la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, así como al planeamiento de la red.
- e. Los sistemas PLC ofrecen también ventajas desde la perspectiva del distribuidor - operador de red, dado que actualiza, agrega activos y mantiene el control de la infraestructura. Lo anterior contribuye a realizar una operación más eficiente, considerando que la construcción, el mantenimiento y la actualización de la infraestructura PLC son realizados por la misma empresa.

III- Desventajas:

- a. Tiende a presentar mayores tiempos de transmisión de información (alta latencia) que otras opciones y los datos generalmente no son transmitidos en tiempo real sino en paquetes más grandes una vez en la noche.
- b. Generalmente ofrecen menos funcionalidades debido a un ancho de banda menor que otros sistemas. Por ejemplo los sistemas PLC tienden a tener una limitada capacidad de interactuar con dispositivos de distribución automatizada (DA) y manejo en tiempo real de la generación distribuida (DG).
- c. Los económicos son altamente dependientes de la arquitectura del sistema de distribución eléctrico. Por ejemplo, si la red de distribución no está diseñada con cada transformador sirviendo muchos puntos de medición, entonces el sistema PLC puede alcanzar costos prohibitivos.
- d. Pueden presentarse altos costos relativos en áreas suburbanas o rurales debido al número de transformadores por medidores.

- e. Los sistemas PLC pueden ser también sensibles a interferencias, (e.g. grandes usuarios industriales podrían introducir ruidos o armónicos en la red, lo cual afectaría el funcionamiento del sistema e introduciría distorsiones en la comunicación).

IV- Información adicional:

- a. Los sistemas PLC han sido establecidos en muchos países, en Norte América y Europa (e.g. Italia, Suecia y Hungría).
- b. A pesar de que el diseño básico del sistema es similar, en realidad un sistema PLC esta disponible en banda ancha o angosta. El ancho de banda de un sistema PLC es por lo general un diseño más costoso, pero puede ofrecer servicios adicionales (e.g. servicios de tiempo real como avisos de fallas).



Radio Frecuencia

I- Descripción:

Los sistemas de radio frecuencia (RF) transmiten información de manera inalámbrica a través de frecuencias de radio. Los medidores son conectados entre sí para formar una malla de RF, la cual usa puntos cercanos a los agregadores para transmitir información proveniente de múltiples medidores. Otra alternativa es que los medidores puedan hablar directamente con el agregador de información en un diseño de RF punto a punto. El colector es generalmente una torre de radio construida para este propósito o puede ser una infraestructura alquilada de un operador existente. Los datos son empacados por el colector y luego enviados a la empresa para su procesamiento en la central de información.

II- Ventajas:

- a. Tiene una latencia baja de transferencia de datos y un ancho de banda más grande que lo sistemas PLC, lo cual significa que puede enviar y recibir información en tiempo real. Esto es esencial para las funciones avanzadas de los AMI como Active Network Management (ANM) y la integración de fuentes intermitentes de generación distribuida DG.
 - a. La mayoría de sistemas RF son capaces de auto repararse. Esto significa que si un módulo pierde la comunicación con la red, el sistema es capaz de automáticamente encontrar otro camino para recuperar la comunicación con el colector de información. Esto reduce significativamente las posibilidades de que el sistema salga de línea.
 - b. La mayoría de las estructuras de sistemas RF son auto-diseñadas, lo cual significa que ellas pueden encontrar la ruta optima al colector. Esto es muy importante, porque significa que el sistema puede funcionar en áreas con grandes barreras, como montañas o edificios altos.
 - c. Generalmente estos sistemas pueden expandirse regionalmente, es decir el operador puede instalar una red o malla de RF en áreas específicas (e.g. con alta expansión de DG) sin necesidad de realizarlo a nivel nacional.
 - d. Los sistemas PLC ofrecen también ventajas desde la perspectiva del distribuidor - operador de red, dado que actualiza, agrega activos y mantiene el control de la infraestructura. Lo anterior contribuye a realizar una operación más eficiente, considerando que la construcción, el mantenimiento y la actualización de la infraestructura PLC son realizados por la misma empresa.

III- Desventajas:

- a. No pueden ser instalados sin una señal clara y disponible de radio frecuencia. En muchos países las frecuencias viables están siendo utilizadas para otros servicios, o han habido consideraciones acerca de que el uso de frecuencias libres puede interferir en la transmisión de información.
- b. Generalmente los requerimientos de construcción de la infraestructura necesaria para instalar los puntos de colección de datos significa que los sistemas de mallas de RF tienden a ser más costoso que instalar sistemas PLC.
- c. Los Costos pueden subir rápidamente si la densidad de los usuarios cae, debido a que se incrementan los requerimientos de infraestructura por punto de medida en áreas rurales con largas distancias o dificultades en el terreno entre puntos de medida.
- d. Las mallas de sistemas de RF necesitan ser instaladas a gran escala para asegurar que hay suficientes dispositivos para crear una red efectiva. Lo que quiere decir que un sistema Rf no puede ser utilizado en instalaciones aisladas.

IV- Información adicional:

- a. Los sistemas RF han sido instalados en varios países, especialmente en Norte América donde la tecnología RF es la opción predominante en sistemas AMI.
- b. En términos reales la diferencia entre las mallas de RF y los sistemas punto a punto, es que los primeros tienen beneficios adicionales (e.g. mejor auto-reparación), mientras que los segundos tienden a ser menos costosos pues se requiere menos infraestructura.



Redes Celulares

I- Descripción:

Los sistemas AMI basados en comunicaciones celulares transmiten la información usando la red de telecomunicaciones móviles (e.g. GSM/GPRS). En la mayoría de los casos lo anterior significa que los medidores inteligentes se conectan a través de la red comercial de móviles, la cual transmite a su vez la información o bien a un punto recolector o directamente al centro de procesamiento de datos.

II- Ventajas:

- i. Tiene una muy baja latencia y un ancho de banda amplio, lo cual significa que pueden enviar y recibir información en caso tiempo real. Debido a esto, los sistemas de celulares son la mejor opción para entregar las funcionalidades más avanzadas de los sistemas AMI tales como Active Network Management (ANM) y la integración de fuentes de generación distribuidas intermitentes, DG.
- ii. Los sistemas de celular pueden ser expandidos rápido y con una cobertura correspondiente a la mayoría de los usuarios, porque la infraestructura existente puede apalancar la instalación de las redes de telecomunicaciones.
- iii. Puede ser una opción óptima para aplicaciones específicas, pues puede ser expandida de manera costo – efectiva para soportar grupos pequeños (o aún un único usuario) a través del uso de redes móviles preexistentes.
- iv. Generalmente es muy confiable, y presenta una adecuada integración con otros dispositivos considerando la naturaleza de la red de comunicaciones móviles.

III- Desventajas:

- i. Serias consideraciones acerca de la rápida obsolescencia de la tecnología, una red de celular tiende a migrar a nuevas tecnologías (e.g. 3G a 4G) más rápido de lo que un sistema AMI necesita ser reemplazado, creando un riesgo de que los sistemas celulares quede sin soporte por parte de las empresas de telecomunicaciones (o que las compañías cobren un alto costo por mantener el servicio). Otra alternativa sería que los sistemas AMI se reemplacen antes de cumplir su vida útil, con los consiguientes costos.
- ii. Generalmente los sistemas de celulares han sido más costosos que las otras opciones, especialmente porque las puntas de los colectores requieren ser cambiadas para hacerlas compatibles con la transmisión de información por celular.
- iii. Las tarifas de transmisión de datos por sistemas de celular son por lo general controladas por las empresas de telecomunicaciones y pueden existir variaciones o aumentos (incertidumbres) en el futuro.
- iv. Las redes de celular pueden no ser capaces de proveer cobertura completa, con áreas remotas sin señal o propensas a presentar cortes en la conectividad, resultando en un uso ineficiente del sistema.
- v. Las redes pueden incluso ser no confiables debido a problemas de congestión de redes o problemas de conectividad en algunas áreas o momentos, causando serios problemas al sistema celular (e.g. desastres naturales o eventos masivos de gran asistencia de público que provoca la congestión de las redes).

- vi. Desde la perspectiva del distribuidor - operador de red, los sistemas celulares están completamente fuera de su control. Lo anterior contribuye a realizar una operación ineficiente, considerando que la construcción, el mantenimiento y la actualización de la infraestructura de celulares puede no estar alineado con los planes de los dueños y operadores del resto del sistema AMI.

IV- Información adicional:

- i. Los sistemas celulares obviamente están extendidos por todo el mundo para usuarios industriales, pero han sido probados de manera limitada para usuarios domésticos.
- ii. En algunos países como Australia, se han establecido sistemas celulares para usuarios domésticos, y otros países están actualmente en el proceso de su implementación (e.g. el Reino Unido).

Otras opciones

Aunque las tres opciones de comunicaciones para AMI discutidas anteriormente son, sin lugar a dudas, las tecnologías líderes para diseño de sistemas AMI, es importante mencionar que existen otras opciones. Por ejemplo, se ha sugerido que los datos de AMI podrían ser transferidos directamente a través de las conexiones de internet de los usuarios. En este escenario, los medidores inteligentes se comunicarían a través de las conexiones inalámbricas de la casa o por cables (Ethernet cables) con los módems de cada hogar, los cuales enviarían la información directamente a la empresa a través de ancho de banda o fibra óptica usada para la conexión a internet. La gran ventaja de este mecanismo es que puede obtener un gran ancho de banda, con latencias cercanas al tiempo real a través de las conexiones domésticas de internet. También sería una opción relativamente barata, pues no se requiere infraestructura adicional. Dicho esto, el inconveniente de este sistema recae en que está basado 100% en la conexión de internet de cada usuario, las cuales no necesariamente llegan a todos los usuarios en muchos países. Adicionalmente, esta tecnología no ha sido probada a escala nacional y pueden surgir riesgos o problemas desconocidos una vez operando. Por estas razones, estos sistemas alternos no han sido considerados de manera explícita en este análisis. Sin embargo el potencial de un sistema Ethernet (fibra óptica) en Colombia es discutido (y finalmente descartado) en la sección final de este reporte.

Es importante mencionar en este punto, que aunque esta sección analiza las opciones de comunicación para AMI de manera discreta, en realidad los sistemas híbridos son posibles. Por ejemplo Alemania tiene 80% sistema GPRS (celular), y 20% sistema PLC, localizado en las áreas más factibles o apropiadas para su funcionamiento. Más aún, es posible instalar y actualizar diferentes sistemas en diferentes áreas acorde con las necesidades específicas de cada área – a pesar que puedan existir costos ineficientes asociados a estas prácticas.

El rol del medidor.

Al mismo tiempo en el cual se escribió este reporte la Universidad Nacional de Colombia (UNC) estaba realizando un estudio acerca de las funcionalidades mínimas que deben exigirse en Colombia para los medidores inteligentes, análisis que han sido incorporados en este reporte. Considerando que la UNC cuenta con un análisis más detallado, a continuación se presenta un resumen de las principales funcionalidades consideradas para los medidores. Considerando el mercado globalizado de medidores inteligentes, este análisis no considera que las funcionalidades acá descritas signifiquen costos adicionales al sistema AMI en Colombia.

Componente	Pregunta	Consideraciones para Colombia
Reloj	Cuál es el mínimo intervalo de tiempo que debe tener el reloj?	<ul style="list-style-type: none"> Lecturas horarias como mínimo para usuarios residenciales. Extra beneficios de eficiencia energética se podrían lograr a través de una medición más frecuente para usuarios no domésticos.

Almacenamiento de datos	Que capacidad de almacenamiento de datos se debe tener y por cuanto tiempo se deben almacenar los datos?	<ul style="list-style-type: none"> El medidor debe ser capaz de almacenar un año de información.
Monitor de Información.	Que información debe ser accesible al usuario?	<ul style="list-style-type: none"> El medidor debe entregar la información del consumo. Los usuarios deben ser capaces de acceder a información más detallada a través de su proveedor de energía, vía teléfono o PC. Nos vemos la necesidad de contar con un display o monitor en la casa.
Modo de pago	El medidor debe ser capaz de operar en modo pre y post pago?	<ul style="list-style-type: none"> El medidor debe ser capaz de cambiar de modo prepago a modo post pago de manera remota.
Tarifas & facturación	Debe ser el medidor capaz de calcular precios con base en las tarifas del usuario?	<ul style="list-style-type: none"> El medidor debe ser capaz de calcular los costos de las energía de manera horaria basado en el consumo y las tarifas aplicables.
Seguridad	Cómo se asegura la seguridad de la información?	<ul style="list-style-type: none"> El medidor debe encriptar la información antes de transmitirla.
Energización	Debe ser el medidor capaz de desconectarse de manera remota?	<ul style="list-style-type: none"> El medidor debe ser capaz de conectarse y reconectarse de manera remota
Interfaces	Pregunta	Consideraciones para Colombia
HAN interfaz	Debe el medidor tener interfaz HAN?	<ul style="list-style-type: none"> En esta etapa no consideramos la necesidad de una interfaz con la red del usuario, dado que la respuesta de la demanda aún no es una necesidad en Colombia.
Gas interfaz	Debe el medidor tener interfaz con gas?	<ul style="list-style-type: none"> En esta etapa no consideramos la necesidad de una interfaz con el medidor de gas, dado los pobres resultados del análisis costo – beneficio de la infraestructura de gas en el mundo.
Agua interfaz	Debe el medidor tener interfaz con agua?	<ul style="list-style-type: none"> En esta etapa no consideramos la necesidad de una interfaz con el medidor de agua, dado los pobres resultados del análisis costo – beneficio de la infraestructura de agua en el mundo.

Costos, beneficios y funcionalidades de sistemas AMI.

Los sistemas AMI tienen una variedad de potenciales funcionalidades que pueden producir igual variedad de beneficios. Sin embargo, sistemas diferentes pueden presentar costos diferentes asociados con estas funcionalidades. Esta sección primero describe los costos y beneficios indicativos de un sistema AMI tipo, antes de discutir como algunos de estos beneficios pueden estar limitados al sistema de comunicación elegido.

Costos indicativos

Mientras que los costos exactos de un sistema AMI pueden variar significativamente debido a las especificaciones locales (ver ‘Riesgos y Complejidades’), la experiencia indica que los sistemas PLC pueden ser la opción más económica. Esto es principalmente porque se puede aprovechar la infraestructura preexistente de electricidad, reduciendo los costos de instalación (capex) requeridos en sistemas tales como redes de RF, la cual requiere de la instalación de torres de radio. Además, los sistemas PLC tienen por lo general bajos costos de operación (opex) debido a la posibilidad de aprovechar la infraestructura existente. Esto difiere significativamente del sistema celular, el cual requiere el cubrimiento de una totalmente nueva capa de comunicaciones para operar. En realidad

esta nueva infraestructura puede ser arrendada a la compañía de comunicaciones, con el problema de que el costo de este arriendo puede ser un componente clave en el incremento de los costos operacionales del sistema de celular. Además, como los sistemas PLC ya han sido establecidos en numerosos países (ver 'Power Line Carrier' atrás), los costos de equipos y servicios para PLC es por lo general más bajo que para otros sistemas por la madurez del mercado y la consolidación de las cadenas de proveedores. Basados en estas consideraciones, en el modelo Costo – Beneficio, Carbon Trust ha estimado que los costos de un sistema PLC por medidor es de USD \$19 en áreas urbanas y USD \$93 en áreas rurales, por consiguiente parece razonable catalogar el sistema PLC como el menos costosos de todos.

Las redes o mallas RF son generalmente consideradas como la segunda tecnología de comunicación más utilizada en sistemas AMI, siendo también instalada en numerosos países (ver 'Radio Frecuencia' arriba). Nuevamente esto significa que décadas de aprendizaje han ayudado a bajar los costos de la tecnología RF y a crear una cadena sostenible de proveedores de componentes y servicios de RF para sistemas AMI. Una vez más, los costos exactos de un sistema RF depende de las condiciones locales y, en el escenario más crítico, puede no ser posible su cálculo (ver 'Riesgos y complejidades' más abajo). Dicho esto, si la tecnología RF es factible entonces los costos son expeditos, con un conocimiento consolidado internacionalmente de los volúmenes y los costos de las actualizaciones requeridas en la infraestructura por punto de medida. Por esta razón, los sistemas RF han sido catalogados como de costo mediano. En el análisis costo beneficio Carbon Trust ha trabajado sobre la base de un costo de RF promedio por medidor de USD \$6309, fundamentado en la experiencia del análisis costo beneficio irlandés realizado por la Comisión de Regulación de Energía.

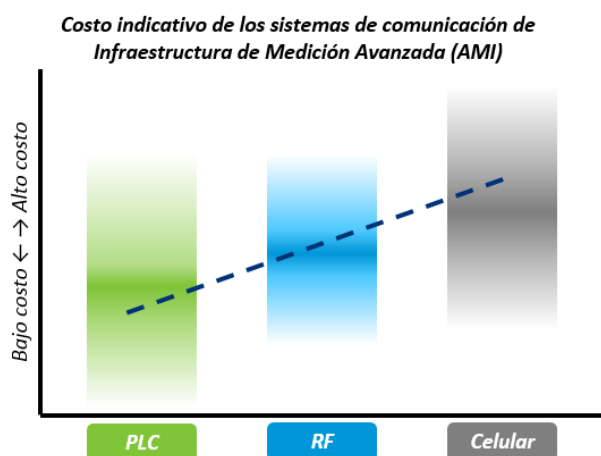


Figura 9: Landis+Gyr (2013), communication component of smart grid solutions & Carbon Trust analysis

Finalmente los sistemas celulares AMI son la tecnología menos probadas de las tres opciones. A pesar de que ha comenzado a ser expandida de manera exitosa en varios países (ver 'Redes Celulares' arriba), experiencias actuales sugieren que estos sistemas son los más costosos. Esto es debido parcialmente a la falta de un mercado maduro para todos los componentes requeridos para los sistemas de celulares AMI, y parcialmente porque los sistemas celulares generalmente tienen componentes más complejos con costos operacionales más altos. Una vez más, es importante decir que los costos exactos de un sistema celular varían debido a la estructura local y un análisis completo costo beneficio para Colombia no ha sido llevado a cabo. Sin embargo, de acuerdo con todas estas consideraciones, parece razonable afirmar que los sistemas celulares AMI son relativamente de alto costo.

Beneficios indicativos

Numerosos beneficios son posibles de obtener de sistemas AMI, muchos de los cuales pueden ser divididos en sub- beneficios (e.g. reducción de CO₂ puede ser dividido en diferentes efectos directos e indirectos). Sin embargo para determinar un marco de evaluación del diseño de sistema AMI en Colombia, este reporte ha categorizado los beneficios en 12 clases¹⁸:

1. **Reducción de pérdidas no técnicas:** Una de las funciones claves de un sistema AMI es la capacidad para identificar y alertar a los operadores de red de las pérdidas no técnicas. Las pérdidas no técnicas (o en muchos casos robos de energía) pueden ser ocasionadas por la manipulación directa del medidor (e.g.

¹⁸ Estas categorías son establecidas de la síntesis de: Landis+Gyr (2013) *Evaluating the communication component of your smart grid solution*; Budka, KC (2010), *Communication network architecture and design principles for smart grids*, Bell Labs Technical Journal, Vol.15; EEI (2011) *Smart Meters and Smart Meter Systems: A Metering Industry Perspective*; EPRS (2015) *Smart electricity grids and meters in the EU Member States*; and Carbon Trust analysis.

retroceder el medidor) o a través de conexiones ilegales en las líneas de electricidad. En muchos países estas prácticas son un hueco grande en los sistemas de energía y causan un costo adicional significativo a las empresas y los consumidores. AMI puede reducir esto, bien sea a través de servicios de detección de manipulación, o de triangulación de datos en la pérdidas inesperadas del sistema.

2. **Fortalecimiento de la competencia minorista.** La competencia minorista ha sido ampliamente introducida en Europa a través de la desintegración de actividades de red y las actividades de comercialización. Este modelo ha probado ser costoso, pero no se ha probado su éxito. Si Colombia desea profundizar en la competencia minorista, haciendo los datos de consumo disponibles (con el permiso de los usuarios) a comercializadores diferentes, estimularía el mercado y el desarrollo de tarifas mas sofisticadas.
3. **Mejoramiento del planeamiento de la red :** El volumen y detalle de los datos de la AMI permite a las empresas operadoras de red tener un panorama mucho más completo de la red, incluyendo las áreas que alcanzan su máxima capacidad o que sufren de eventos de calidad deficiente. Estos datos pueden ser usados para realizar la expansión de la red o su reposición de una manera más costo-efectiva, reduciendo los costos de instalación y de operación de la red.
4. **Reducción de pérdidas técnicas:** Las pérdidas técnicas provenientes de una red ineficiente o dañada, ocasiona altos costos para muchos países. Los sistemas AMI pueden ayudar a identificar donde se encuentran las pérdidas para ayudar a su reparación de manera efectiva. Los datos de AMI pueden además ser usados para predecir donde las pérdidas técnicas pueden ocurrir en el futuro (e.g. partes congestionadas de la red) permitiendo que los problemas se prevengan antes de causar interrupciones o daños en la red.
5. **Provee información al consumidor:** los sistemas AMI pueden ser conectados a monitores dentro de la casa para dar a los consumidores información en tiempo real del uso de la electricidad y de sus hábitos de consumo. Los usuarios pueden tener diariamente lectura de su consumo, que ligada al costo de la energía (por kWh) que ellos están consumiendo, ayuda a cambiar los hábitos de consumo y hace a los usuarios más conscientes de la electricidad que consumen y de la energía que desperdician.
6. **Reduce los costos de lectura:** Los costos para las empresas comercializadoras de ir físicamente a los puntos de medida y leer cada uno de ellos, es actualmente una gran parte de los costos operacionales de un medidor. Los sistemas AMI permiten que el medidor sea leído remotamente a través del sistema de comunicaciones, reduciendo los costos de lectura de medidor y mejoramiento considerablemente la precisión de estas lecturas.
7. **Reduce los costos de operación:** Los sistemas AMI pueden ayudar a reducir todo un rango de costos operacionales de la actividad de comercialización, como reducción en costos de *call center* y atención al usuario por PQR, reducción de costos de facturación (reducción en re-facturación y errores), costos de entrenamiento y accidentes de seguridad de lectura de medidores.
8. **Permite tarifas inteligentes:** los sistemas AMI pueden ser usados para crear tarifas inteligentes o '*smart tariffs*', las cuales pueden variar con la hora del día. Esto contribuye con las metas de eficiencia energética y reducción de picos de carga, a través del cambio de conducta en el consumo de los usuarios.
9. **Reduce emisiones de CO₂:** Los sistemas AMI pueden tener un impacto indirecto significativo en reducir los gases de invernadero y las emisiones de aire poluto. Esto es porque a través de estos sistemas se debe reducir la cantidad de lecturas físicas de medidores (Con el consumo asociado de combustibles), se debe mejorar la eficiencia en general del sistema eléctrico, y además facilita la entrada de fuentes renovables de energía intermitente.
10. **Reduce tiempos de interrupción:** Muchos de los sistemas AMI pueden dar aviso o notificación a las empresas de las interrupciones o cortes de energía en tiempo real, reduciendo el tiempo que toma para identificar la falla y repararla. Algunos sistemas pueden proveer detalles esquemáticos de la información

del estado de la red, lo cual permite identificar la causa exacta de la falla. Típicamente se requiere un sistema en tiempo real para poder entregar esta información, sin embargo aún un sistema PLC, que no es en tiempo real, puede proveer un *'last gasp'* o último suspiro o llamado a las empresas, antes de que ocurra el corte.

11. Permite un manejo activo de la red (ANM): Los sistemas AMI con baja latencia son cruciales para el manejo activo de la red. Esto incluye, monitoreo y control de infraestructuras de redes inteligentes (e.g. usando datos AMI para controlar relés o *"reclosers"* ¹⁹ lo cuales mejoran la continuidad del servicio), o apagando remotamente dispositivos con alta inercia (como refrigeradores) en periodos de pico de demanda. ANM es esencial para manejar sistemas con altos grados de penetración de fuentes intermitentes de energía (tales como solar PV y eólicas) porque estos dispositivos necesitan ser reducidos remotamente en tiempo real para evitar sobrecargas en el sistema, o integrados a través de controladores en unidades de almacenamiento para prevenir caídas en el suministro. Estos sistemas también permiten la integración con plataformas de *big-data* en tiempo real para incrementar la información que provee el sistema.

12. Permite respuesta automática de la demanda (DSR). Los sistemas AMI pueden soportar respuesta de la demanda a través de apagar remotamente los dispositivos habilitados o permitidos in las casas o los negocios (tales como elevadores, congeladores, aires acondicionados, etc.) una vez el sistema eléctrico de la señal. La Respuesta de la Demanda, RD, es un mecanismo que brinda flexibilidad a los sistemas eléctricos y permite evitar costosas fuentes de generación en picos de demanda o actualizaciones o reposiciones de redes que son usadas únicamente por pequeños periodos de tiempo en el día o en el año. Los ahorros son por lo general trasladados al usuario final que participa del programa de DSR.

Es importante mencionar que los receptores de estos beneficios pueden variar dependiendo de la naturaleza del beneficio (e.g. proveer información al consumidor beneficia principalmente al consumidor, mientras otros beneficios pueden afectar en mayor medida a las empresas o a todo el sistema). Mientras que la atribución de los beneficios entre agentes es esencial para el análisis de los costos beneficios finales de un sistema AMI (ver 'Generalidades del proyecto'), esto no ha sido considerado en este reporte. En esta etapa, las opciones de diseño de los sistemas AMI en Colombia serán agnósticos de los beneficiarios, para agregar esta capa de complejidad posteriormente.

Funcionalidades.

Todos los sistemas AMI contribuyen a proveer muchos de estos beneficios, al margen de la plataforma de comunicaciones. Por ejemplo, todos los sistemas AMI proveen a las empresas distribuidoras con información detallada de su red, ayudando a identificar las pérdidas técnicas y no técnicas y mejorando su capacidad para un planeamiento más eficiente de la red. Todos los sistemas de comunicación AMI brindan la opción de realizar una interfaz con un monitor en cada hogar, que permita a los usuarios acceder a la información de su consumo de energía (a pesar de que la habilidad para realizar la interfaz depende de la selección de hardware del medidor). Todos los sistemas AMI reducen la necesidad de realizar la lectura física del medidor, los costos operacionales como re-facturación, influyen en la competencia minorista, ya que las compañías de energía pueden usar la información para diferenciar su producto, y reducen en algún grado las emisiones de gases de efecto invernadero y polución del aire, logrando un sistema de energía más eficiente y reduciendo el número de visitas físicas a los usuarios.

Dicho esto, algunos sistemas de comunicación de sistemas AMI no son capaces de proveer algunos de los beneficios mencionados anteriormente. El gran diferenciador acá es si el sistema AMI puede comunicar en tiempo real (i.e. con baja latencia). La mayoría de los sistemas PLC por ejemplo podrían ser considerados de no tiempo real, dado que los datos son transmitidos desde los medidores hasta los colectores frecuentemente, pero luego

¹⁹ A "recloser" is a circuit breaker that can open the circuit when there is a fault and can automatically close it again once the fault has been resolved.

son empacados o agregados y transmitidos menos frecuentemente (generalmente en la noche) a las empresas. Lo anterior significa que la empresa obtiene el mismo nivel de desagregación de datos sólo que son actualizados cada 24 horas.

Otros diseños de sistemas AMI, tales como las mallas de RF o los sistemas celulares, permitiendo a la empresa de energía estar informada casi en tiempo real de los cambios en su red. Esta baja latencia es clave para capturar algunos de los beneficios más avanzados de los sistemas AMI. Por ejemplo, sin comunicación en tiempo real no es posible proveer a los usuarios con precios de electricidad que varían acorde con el precio de bolsa (basados en la demanda y oferta de energía de ese momento). Estas llamadas tarifas inteligentes, ‘smart tariffs’ son esenciales para reducir la presión en los sistemas de energía en horas pico, a través de incentivar a usar la energía cuando es menos costosa o en horas valle. Dicho esto, es importante mencionar que en todo caso sistemas de no tiempo real, al incrementar el detalle de información de cada usuario, permite a las empresas de energía crear o diseñar tarifas inteligentes, basadas en modelos predictivos (e.g. asumiendo que el consumo será similar a lo que fue en el mismo momento del día anterior, o en los días con la misma temperatura u otros factores); aunque, obviamente este mecanismo es menos robusto de lo que es un sistema en tiempo real.

Más aún, sin un sistema de comunicación en tiempo real, no es posible aprovechar el AMI para manejar activamente la red, ANM. Un ANM permite que la empresa de energía monitoree el sistema usando la información obtenida de los medidores y a partir de ésta, puede controlar y ajustar cada componente de la red para asegurar su máxima eficiencia. Esto significa apagar de manera remota dispositivos con alta inercia (como refrigeradores) en periodos picos de demanda para reducir la carga, además de manejar sistemas con un alto componente en fuentes de energías intermitentes (tales como solares o eólicas), dado que estas fuentes necesitan reducir su generación de manera remota y en tiempo real en caso de sobrecarga. ANM también puede ser usado para manejar dispositivos de almacenamiento de energía en coordinación con las fuentes de GD, activando de manera remota las fuentes de almacenamiento para compensar las caídas por salidas de las fuentes de GD intermitentes, por tanto balanceando el sistema. Finalmente, los sistemas en tiempo real permiten trabajar de manera coordinada con las plataformas de big-data (estado del tiempo, etc.).

Finalmente, los sistemas en tiempo real son más efectivos en la detección de cortes de energía. Las mallas o redes de RF, por ejemplo, pueden notificar a la empresa de energía de manera inmediata si detecta que alguno de sus medidores se salió del sistema o si se presenta un corte o interrupción de energía, enviando las patrullas de reparación de manera inmediata. Los sistemas que no son en tiempo real, como los sistemas basados en PLC, o que funcionan en un ancho de banda estrecho, tienen que basarse en las llamadas telefónicas por parte de sus usuarios, para identificar las interrupciones del servicio. Ahora bien, es conveniente mencionar que algunos anchos de banda de PLC, permite una función que se llama un último suspiro o ‘last gasp’, donde la información de las interrupciones del servicio puede ser transferida a través de la línea de energía y enviada al colector de datos casi en tiempo real, mientras que otra información de rutina (e.g. consumo de potencia) es almacenada para enviar en los paquetes nocturnos de información.

Es además importante mencionar que los beneficios adicionales de contar con un sistema en tiempo real pueden también tener algún impacto en los beneficios secundarios de un sistema AMI, tales como la reducción en las emisiones de CO₂ (el uso eficiente de la GD puede reducir la cantidad de combustibles fósiles utilizados para generar energía).

	PLC	RF	TC	
	BAJA	MED	ALTA	
	Funcionalidad			Prioridad para Colombia
1 Reducción de pérdidas no-técnicas	✓	✓	✓	Corto plazo
2 Incentivar la competencia en ventas al por menor	✓	✓	✓	Corto plazo
3 Mejorar la planeación de redes	✓	✓	✓	Corto plazo
4 Reducir las pérdidas técnicas	✓	✓	✓	Corto plazo
5 Reducir el tiempo de corte	½	✓	✓	Mediano plazo
6 Proporcionar información al consumidor	✓	✓	✓	Mediano plazo
7 Reducir los costos de lectura del medidor	✓	✓	✓	Mediano plazo
8 Disminuir los costos de operación	✓	✓	✓	Mediano plazo
9 Reducir las emisiones de CO ₂	½	✓	✓	Mediano plazo
10 Permitir tarifas inteligentes	X	✓	✓	Largo plazo
11 Permitir ANM	X	✓	✓	Largo plazo

Figura 10 AMI functionality, Carbon Trust analysis

La Figura 10 resume la capacidad de los diferentes sistemas de comunicación AMI de entregar los beneficios más relevantes. Los beneficios que el sistema es capaz de proveer tienen un visto bueno ‘✓’ y están resaltados en verde. En general, sólo el sistema PLC tiene limitaciones, y esto es, como ya se mencionó, únicamente para beneficios que requieren intercambio de información en tiempo real (i.e. tarifas inteligentes, sistemas ANM e integración de DG). Los beneficios que el sistema PLC no es capaz de proveer tienen una equis ‘X’ y sombreados en rojo. En principio esto significa que los sistemas PLC no son capaces de identificar y prevenir interrupciones del servicio (beneficio 8), sin embargo, como lo mencionamos anteriormente, algunos sistemas PLC tienen la función de último suspiro ‘last gasp’ el cual le permite identificar interrupciones en tiempo real, a pesar de que el resto del sistema se caracteriza por una latencia alta. Por esta razón para el beneficio de reducir tiempos de interrupción para sistemas PLC se ha utilizado el símbolo ‘½’ y sombreado en amarillo. En el mismo sentido, los sistemas PLC son capaces de impactar en algún grado las emisiones de CO2, pero esto es irrelevante comparado con los resultados que se pueden obtener de un sistema en tiempo real con capacidad de realizar ANM; pero justifica la funcionalidad parcial en esta categoría también. Dicho esto, los sistemas PLC son en general mucho más económicos que los otros sistemas y tienen todos los beneficios esenciales que hacen de esta opción la más óptima, aun con las limitaciones que presenta.

3 Hipótesis iniciales

Esta sección presentará las primeras conclusiones encontradas o las hipótesis sugeridas como parte de la respuesta a la pregunta ‘Cual es el diseño de sistema AMI más apropiado para Colombia?’

Conclusiones tempranas

Sistemas PLC con opción de ‘último suspiro’.

Una de las conclusiones clave de este reporte es **los sistemas AMI en tiempo real (i.e. baja latencia) no son necesarios para la mayor parte de Colombia, en el corto plazo.** El manejo activo de la red y la integración y control de grandes volúmenes de fuentes de energía distribuida intermitente, son beneficios que requieren de sistemas en tiempo real, y los cuales parece que no son una prioridad alta en Colombia por cerca del tiempo en el cual se acaba la vida útil de los equipos que conforman el sistema AMI (i.e. alrededor del 2025-2030). Más aún, en regiones específicas donde lo anterior no es necesariamente claro (i.e. regiones con alta DG) es posible que los sistemas que no funcionan en tiempo real sean sustituidos por sistemas en tiempo real en paquetes manejables (ver ‘Riesgos y complejidades’’).

Con esto en mente, la primera hipótesis de este reporte es que **los sistemas PLC pueden satisfacer las necesidades más importantes de Colombia al menor costo.** Las razones de esta hipótesis son las siguientes:

	Costo Indicativo			Prioridad para Colombia
	PLC	RF	TC	
	BAJA	MED	ALTA	
	Funcionalidad			
1 Reducción de pérdidas no-técnicas	✓	✓	✓	Corto plazo
2 Incentivar la competencia en ventas al por menor	✓	✓	✓	Corto plazo
3 Mejorar la planeación de redes	✓	✓	✓	Corto plazo
4 Reducir las pérdidas técnicas	✓	✓	✓	Corto plazo
5 Reducir el tiempo de corte	½	✓	✓	Mediano plazo
6 Proporcionar información al consumidor	✓	✓	✓	Mediano plazo
7 Reducir los costos de lectura del medidor	✓	✓	✓	Mediano plazo
8 Disminuir los costos de operación	✓	✓	✓	Mediano plazo
9 Reducir las emisiones de CO ₂	½	✓	✓	Mediano plazo
10 Permitir tarifas inteligentes	X	✓	✓	Largo plazo
11 Permitir ANM	X	✓	✓	Largo plazo

Figura 11: AMI functionality, Colombia’s & AMI priorities with PLC functionality highlighted, Carbon Trust analysis

- Los sistemas PLC son generalmente más baratos que los otros sistemas y ya hay establecidos mercados consolidados, de su expansión en numerosos países. Lo anterior no hace sólo que la instalación sea más barata, sino que existe una cadena de proveedores y de expertos de los cuales Colombia puede tomar ventaja.
- Muchas de las principales prioridades que Colombia tiene para la instalación de un sistema AMI son resueltas con un sistema PLC, especialmente problemas como pérdidas no técnicas y el mejoramiento en la planeación de la red (con las pérdidas técnicas asociadas).
- Finalmente, bajo ciertos detalles en su diseño, los sistemas PLC pueden ser capaces de dar las herramientas para reducir los tiempos y la duración de las interrupciones, aun sin la posibilidad de contar con funciones en tiempo real en otros aspectos.

Como la figura 11 resume, los sistemas PLC son capaces de satisfacer las principales prioridades de Colombia en el corto plazo, así como la mayoría de las prioridades de segundo nivel, mientras que ofrece los menores costos de todos los sistemas analizados. Dicho esto, es importante establecer que varios **riesgos y complejidades claves asociados a los sistemas PLC todavía no han sido analizados**. Estos serán explorados en las siguientes secciones.

También es conveniente mencionar que ciertas regiones de Colombia (particularmente la Costa Caribe) puede tener necesidades diferentes que Colombia en general, y puede preferir, por consiguiente, una tecnología diferente que satisfaga mejor sus necesidades.

Mientras que tener diferentes tecnologías a lo largo de Colombia puede satisfacer de una manera más precisa las necesidades de cada región, esto podría incrementar los riesgos de interoperabilidad del sistema y los costos del sistema como tal, por lo que recomendamos analizar esta posibilidad cuidadosamente.

Riesgos y complejidades

Factibilidad de sistemas PLC en Colombia

Los económicos de los sistemas PLC son altamente dependientes en la arquitectura del sistema de energía. Para que los sistemas PLC sean costo-efectivos se necesita que sean instalados en sistemas radiales de electricidad. En términos reales esto significa que muchos medidores tienen que ser servidor por muy pocos transformadores y subestaciones. De hecho, como se deriva de la figura 12, la rata de medidores/transformador impacta dramáticamente el costo de los sistemas PLC. Investigaciones iniciales realizadas por Carbon Trust indican que la rata de transformadores/medidores en Colombia puede estar ubicada entre 20 a 60 en un nivel nacional²⁰, lo cual significa un rango medio en términos de factibilidad de los sistemas PLC.

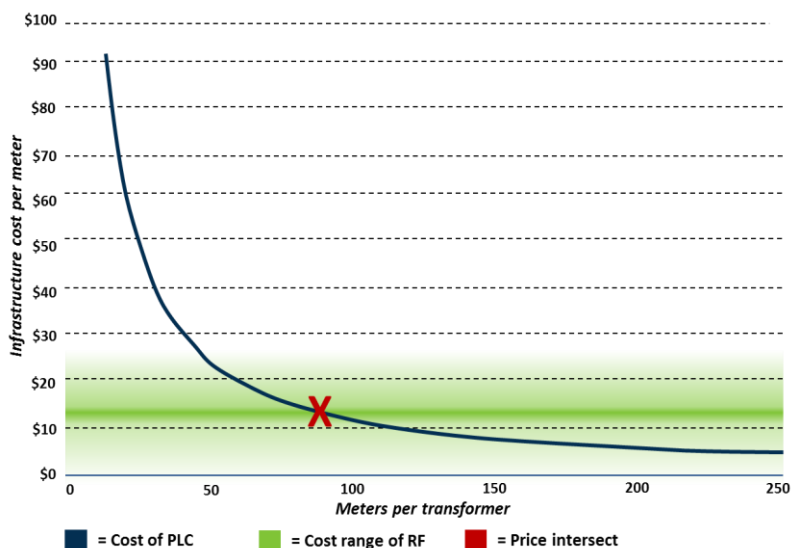


Figura 12: Carbon Trust analysis

²⁰ CREG (2015) Smart Grid Pilot Project

Otro problema para los sistemas PLC en Colombia es la compatibilidad. Mientras que los sistemas PLC por lo general tienen una cadena consolidada de proveedores, hay algunas consideraciones que las condiciones de Colombia puedan significar que algunos componentes no son compatibles con la red. Por ejemplo, que los medidores internacionales podrían tener escasa interoperabilidad con el sistema de energía. En términos más concretos, pueden existir algunas restricciones para usar ciertos equipos asociados a los sistemas PLC, en el contexto colombiano.

A pesar de lo anterior, de acuerdo con las entrevistas realizadas con el equipo experto de Condensa, el riesgo parece reducirse (ver Apéndice 3): actualmente Condensa está implementando un programa piloto de 40,000 medidores inteligentes basados en la tecnología de comunicación PLC, y ha confirmado los primeros resultados positivos. Codensa está confiada de que su red de distribución es adecuada para implementar la tecnología PLC, y uno de los principales objetivos del programa piloto es evaluar los posibles problemas técnicos de integrar la tecnología PLC con la red en Colombia. Ellos también creen que la tecnología PLC es la opción más económica para Colombia y que debe ser un buen comienzo para la implementación de AMI pues resuelve las principales prioridades antes de instalar un sistema más sofisticado en la siguiente década. Los resultados finales del proyecto de Condensa estarán disponibles en mayo de 2017.

Aplicabilidad de los sistemas PLC en sistemas con alta penetración de GD.

A pesar de que los sistemas AMI basados en tecnología PLC son suficientes para la mayoría de las regiones en Colombia, existe la posibilidad de que en algunas regiones se requiera de servicios ANM para integrar grandes volúmenes de energía provenientes de fuentes intermitentes distribuidas, GD, en un periodo de tiempo más corto que el esperado en el resto del país, (ver 'Prioridades de mediano y largo plazo: ANM & integración de DG'). Esto puede ser una realidad para regiones como La Guajira en la Costa Atlántica, la cual tiene un gran potencial de recursos solares y eólicos (y por consiguiente se puede esperar una expansión considerable de granjas solares y eólicas en la siguiente década), pero que está situada lejos de plantas con capacidad de almacenamiento de energía con capacidad suficiente para balancear el sistema, en caso de requerirse. En estos casos puede ser prudente considerar sistemas AMI en tiempo real, que respondan a los requerimientos de estas regiones.

Las redes de RF podrían funcionar bien, si la alternativa es su instalación en toda la región (los sistemas RF necesitan una masa crítica de medidores para poder funcionar adecuadamente). Otra alternativa son los sistemas celulares, los cuales pueden ser expandidos en una escala menor y no necesitan la construcción de una infraestructura adicional en la mayor parte de los casos; sin embargo esta tecnología tiene riesgos asociados (ver 'Redes celulares' arriba). En todo caso, es un claro argumento que en áreas con un gran potencial de desarrollo de fuentes de generación distribuida de carácter intermitente, sin almacenamiento, un sistema más avanzado de AMI debe ser considerado. Un análisis más elaborado de que se requiere hacer y cual sistema es el más apropiado debe ser realizado en el futuro.

Asociado con esto, es importante considerar el hecho de que depende del costo de las energías renovables y del marco político y regulatorio asociado con estas fuentes de generación de energía, pueden haber escenarios donde la penetración de DG y las necesidades de ANM pueden ser mucho más exigentes de las que se incluyen en este análisis. Como respuesta a lo anterior se recomienda que se realice un análisis costo beneficio, con base en un escenario que capture esta posibilidad. El Plan de Expansión en generación y transmisión (Apéndice 2) podría servir como fuente de un escenario de este tipo.

Plan de expansión nacional de fibra óptica.

Finalmente, vale la pena mencionar que existen en Colombia planes para una expansión nacional de fibra óptica en buena parte de los municipios del país.²¹ Un sistema AMI que pueda soportarse en una estructura de fibra óptica puede ser capaz de proveer todos los beneficios a un costo bajo y por consiguiente vale la pena

²¹ Oxford Business Group (2014) The Report: Colombia

considerarlo. En el análisis realizado por este equipo, existen aún consideraciones acerca de la cobertura final de la fibra óptica en el país, pues a menos que la penetración logre llegar al 100% de los domicilios, no es adecuado para los sistemas AMI, los cuales necesitan conectar la mayoría de los puntos de medición en el país, para ser efectivo. Típicamente lograr el 100% de penetración sólo se logra cuando la conexión a la fibra óptica es obligatoria, pero este enfoque no es común. Más aún, se puede considerar que soportar el plan de expansión de AMI en un plan de fibra óptica incierto, puede incrementar el riesgo de demoras y problemas, en caso de que las metas del plan de expansión de fibra óptica no lleguen a cumplirse, con los costos adicionales asociados.

Planes alternativos.

Las conclusiones iniciales de este reporte indican que la solución óptima para Colombia es la instalación de tecnología PLC como base del diseño de sistemas AMI, sin embargo si la tecnología PLC no es viable, es importante considerar planes alternativos:

Radio Frecuencia.

Este análisis encuentra que, en ausencia de la opción PLC, una red de RF satisficiera las necesidades colombianas a un costo razonable. Esto sería una posibilidad si se presentan dificultades con la tecnología de PLC (ver ‘factibilidad de PLC en Colombia’ arriba) lo cual haría la tecnología RF más barata, o marginalmente más barata. Esto es porque las redes de RF proveen muchos de los beneficios que la tecnología de PLC no ofrece (e.g. tarifas inteligentes y servicios de ANM) y todavía es más barata y tiene menos riesgos asociados, frente a la tecnología celular.

Dicho esto, es necesario aclarar que los sistemas RF son críticamente dependientes de la disponibilidad de una señal clara y limpia de radio frecuencia para transmitir. Investigaciones iniciales indican que existen frecuencias disponibles en Colombia, algunas de las cuales requieren cargos por pagar anuales, por su uso.

Iniciativas AMI existentes:

En Colombia, a nivel nacional, existe la iniciativa de expansión de sistemas AMI establecida en el documento Smart Grids 2030 Vision Plan, de la cual se ha replicado el escenario 1 incluido en el análisis costo – beneficio, denominado ‘gradual nacional’. Los otros factores listados a continuación deben tener un impacto menor en la expansión de la primera fase del sistema AMI y por consiguiente no son considerados en el diseño del sistema AMI, realizado para un periodo de 10-15 años.

En todo caso, replicamos la tabla definida en el documento de Smart Grids 2030 Vision Plan, donde se establecen una serie de potenciales programas y tecnologías a ser consideradas, por sus impactos en el sistema AMI.

Tabla 1. Programas AMI

AMI	Fase I	Fase II	Fase III
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 potencia, Gestión de la demanda	Tarificación horaria Medida Generación Distribuida	Aplanamiento de curva de demanda Gestión de la demanda
ADA	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	2,7 – 3,3 interruptores por circuito	4,2 – 5,7 interruptores por circuito	Self-Healing en los interruptores de Fase II
Funcionalidades	Equipos control campo Telemando desde CC	Localización de fallas Controladores de red	Self-Healing Reconfiguración automática
DER	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	0,1 – 0,2% de la potencia total 20 – 60 MW	0,4 – 0,5 % de la potencia total 90 – 120 MW	1 – 2,5% de la potencia total 240 – 600 MW
Funcionalidades	Generación distribuida FV en BT	Generación distribuida FV en BT	Almacenamiento
VE	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	1,0 – 1,2% del número total de vehículos	2,9 – 3,9% del número total de vehículos	9,3 – 14,0% del número total de vehículos
Funcionalidades	Vehículo Eléctrico (carga)	Vehículo Eléctrico Centros de recarga y gestión de la	V2G

4 Qué puede aprender Colombia de los mercados internacionales?

Esta sección considera los casos de estudio internacionales, para identificar los éxitos y fracasos de expansiones anteriores que pueden ser usadas para soportar la estrategia escogida en Colombia.

Selección de países:

En acuerdo con la UPME, Carbon Trust seleccionó los ejemplos relevantes de expansión de AMI en mercados internacionales que utilizaron diferentes tecnologías de comunicación, con mercados de generación comparables, y con redes de distribución y mercados de energía similares a Colombia, pero más que todo, se seleccionaron los países con buenas experiencias de la instalación de sistemas AMI. Las tecnologías AMI son relativamente nuevas en los mercados en desarrollo y su instalación a la fecha se ha realizado principalmente en los EEUU y Europa.

Un mayor foco se realizó en seleccionar los países en los cuales existe un desarrollo suficiente de los sistemas AMI para asegurar que el análisis resultara en unas conclusiones útiles. Un resumen de la expansión AMI en cada país y la justificación para su inclusión en este reporte, se encuentra en la siguiente tabla:

Tabla 2 – Resumen de la selección de países

País	AMI / Estructura mercado eléctrico	Características País	Justificación
Reino Unido	Com: Celular Estado de expansión: En expansión Período de expansión: 2015-2020 Estructura del mercado: Liberalizado Inversionista AMI: Comercializadores (a recuperar a través de la tarifa)	PIB per Capita: \$43,771 Energía Mix: 29.5% gas, 22.6% carbón, 24.7% renovables, 20.8% nuclear, 2.4% combustibles & otros Población: 65,110,000 Densidad de población: 255.6/km ² Área: 242,495 km ²	<p>El gobierno del RU está instalando 53m de medidores inteligentes (29m electricidad y 24m gas) para todos los hogares del RU en el 2020. Esto proporciona un ejemplo de un sistema costoso, multi-servicio, en tiempo real y con altas funcionalidades que ha sido expandido a nivel nacional. Hasta ahora, los otros ejemplos de tecnologías celulares han sido realizadas a nivel nacional o en proyectos pilotos.</p> <p>Carbon Trust está bien posicionada para establecer las principales lecciones aprendidas de la expansión realizada en el RU con base en sistemas celulares debido a sus contactos y a la reputación con la que cuenta con actores claves implicados con la implementación de este programa. También realizaremos una evaluación del liderazgo de los comercializadores en el programa, el cual es un caso único del RU.</p> <p>Examinaremos también el rol del Administrador Centralizado del Sistema (DCC) que ha sido creado en el RU para asegurar que la información proveniente de los medidores inteligentes va a ser manejada asegurando los mejores intereses para todas las partes. En particular analizaremos como ésta es protegida, almacenada y la forma en que las partes acceden a la información y finalmente como es pagado el DCC.</p>
Italia	Coms: PLC Estado de expansión: Expandido. Período de expansión: 2003 – 2009 (segunda etapa desde 2016) Estructura del mercado: Liberalizado. Inversionista AMI: Red de Distribución	PIB per Capita: \$33,849 Energía Mix: 20% renovable, 18% hidro, 8% combustibles & otros, 16% carbón, 38% natural gas Población: 60.6 millones Densidad de población: 201/km ² Área: 301,340 km ²	Italia fue el primer país en realizar un despliegue de los sistemas AMI a nivel nacional basado en tecnología PLC en el 2003. Enel, quien controla el 86% de la distribución del país implementó y desarrolló el medidor y el sistema AMI. En un reporte anterior se mencionó que Colombia puede beneficiarse de la experiencia del Italia, considerando que es basada en PLC, para analizar los costos y problemas, además que Italia contaba con problemas similares como altas pérdidas no técnicas e interrupciones del servicio.
Suecia	Coms: Mixto (50% PLC, 30% RF, 15% Celular, 5% otro)	PIB per Capita: \$47,319	Otra opción para Colombia es realizar la implementación del programa basado en múltiples tecnologías de comunicación.

	Estado de expansión: Expandido. Período de expansión: 2003 – 2009 Estructura del mercado: Liberalizado. Inversionista AMI: Red de Distribución con apoyo del gobierno	Energía Mix: 48.5% hidro, 38.2% nuclear, 11% otras renovables, 1.7% térmicas Población: 9,920,881 Densidad de población: 21.5/km ² Area: 450,295 km ²	<p>Suecia provee este ejemplo, de las ventajas y desventajas de este enfoque.</p> <p>Suecia ordenó la instalación de más de 5 millones de medidores inteligentes en el 2009 en una etapa temprana en el desarrollo de la tecnología AMI. El gobierno sueco no definió una funcionalidad para el sistema AMI, y lo dejó abierto al mercado. Diferentes empresas de energía optaron por usar diferentes tecnologías de comunicación, siendo la predominante PLC, pero RF, Celular y comunicación de ancho de banda también fueron utilizadas.</p> <p>Como el despliegue inició hace más de 10 años y ahora está terminado, hay suficiente documentación que puede ser usada como ejemplo para determinar cómo se planea la escala y la duración del programa.</p>
USA (California)	Coms: RF Estado de expansión: Expandido. Período de expansión: Inicio en 2006 Estructura del mercado: Liberalizado. Inversionista AMI: 3 empresas de Distribución estatales	PIB per Capita: \$62,807 Energía Mix: 22% renovables, 13.5% no especificada, 44% natural gas, 9.2% nuclear, 6% carbón, 5.4% gran hidro Población: 39,144,818 Densidad de población: 95.0/km ² Area: 423,970 km ² <u>Datos relativa a California</u>	<p>Las redes de RF han sido mas populares en EEUU que en Europa, siendo California un buen ejemplo de una región que ha realizado la expansión de sistemas AMI basados en tecnología de comunicación RF. Al igual que Colombia, California tiene una alta generación proveniente de fuentes hídricas y uno de sus propósitos es integrar en mayor medida fuentes renovables.</p> <p>Se han realizado progresos en California enganchando al consumidor y logrando un mayor soporte en la tecnología. Por ejemplo como algo innovador se incluyó la habilidad del usuario de bajar su información de consumo y compartirla con empresas de servicios dispuestos a ayudarlos en el manejo de sus energía.</p>
Brasil	Coms: Mixto Estado de expansión: En expansión regional Período de expansión: Varios Estructura del mercado: Liberalizado. Inversionista AMI: empresas de Distribución	PIB per Capita: \$11,208 Energía Mix: Población: 200,400,000 Densidad de población: 20.5/km ² Area: 8,514,225 km ²	<p>UPME optó por incluir un país de Latinoamérica en el análisis, y Carbon Trust había examinado previamente el sistema de medidores inteligentes en Brasil. A pesar de que la experiencia en Brasil con sistemas AMI es limitada, se han llevado a cabo proyectos pilotos regionales, cuyas lecciones pueden ser relevantes para Colombia.</p>

Análisis de países:

Reino Unido

Generalidades:

El Reino Unido optó por implementar un sistema AMI avanzado, basado en tecnología celular de comunicación operado por Telefonica (Southern UK) y de radio comunicaciones operada por Arquiva (Northern UK) para ser desarrollado del 2014 al 2020. El sistema AMI es capaz de analizar tanto el consumo de gas como el de electricidad. Es un complejo y costoso sistema, operado en tiempo real que fue ordenado por el UK Department of Energy and Climate Change (DECC) fundamentado en un análisis costo beneficio realizado en el 2011²². El costo del sistema ha sido estimado en £10.4 billones y los beneficios en £17 billones²³. El principal objetivo del sistema AMI fue reducir el consumo de energía doméstica a través de cambios en patrones de consumo y uso de equipos eficientes,

²² DECC, 'Smart Metering Implementation Programme, Response to Prospectus Consultation', 2011, available at <http://www.decc.gov.uk/assets/decc/Consultations/smart-meter-imp-prospectus/1475-smart-metering-imp-responseoverview.pdf>

²³ DECC, Smart meter roll-out for the domestic and small and medium non-domestic sectors (GB): Impact assessment (January 2014)

mejorar la operación y el mantenimiento de las redes, y apoyar al RU en el cumplimiento de sus metas de reducción de emisiones de carbón para el 2020. El sistema AMI del RU también apoyará una mayor penetración de las energías renovables, a través de una mayor visibilidad de la demanda y un manejo activo de la red. Para soportar el cambio en patrones de consumo, los usuarios tienen a su disposición un monitor o display, que permite el control de su consumo permanentemente .

Enganche y compromiso del usuario:

En el RU el DECC (ahora el Department of Business, Energy and Industrial Strategy) regula y vigila el manejo del programa de expansión de la AMI, y establece las metas del número de medidores a ser instalados y el desarrollo de estándares en los medidores (SMETS1 y SMETS2), bajo las cuales todos los medidores deben ser instalados. Las empresas de energía son las responsables de la instalación de la infraestructura para los usuarios residenciales y comerciales, del financiamiento del costo de los equipos y de la atención de los usuarios. Se crearon incentivos financieros para las empresas que demostraran buena incorporación de los usuarios en el programa y eficiente expansión del sistema. Se tomó particular atención en los procedimientos de instalación para los usuarios, el tiempo de la visita debía ser apropiado para el consumidor y no era permitido vender o promocionar servicios, a través de la instalación de la infraestructura.

Para promover el compromiso de los usuarios con el programa, tanto de los usuarios residenciales como comerciales, fue creada una entidad denominada, Smart Energy GB, como una organización independiente sin ánimo de lucro creada por las empresas de energía. Smart Grids Forum ha sido establecido por DECC y Ofgem para actuar como centro de información para la industria, el gobierno, y todos los otros actores involucrados en redes inteligentes. La promoción es realizada a todas las audiencias, a través medios tradicionales y redes sociales, y la realización de eventos. De acuerdo con Smart Energy GB el costo del mercadeo del programa puede ser estimado en alrededor el 2% de los costos totales del mismo. Los usuarios necesitan ser conscientes de los medidores inteligentes y de cómo usarlos²⁴. Entender el programa de instalación y como un medidor inteligente impacta su factura de energía. De la investigación realizada por Smart Energy GB, se requiere especial atención con la población de tercera edad, quienes son más reticente a aceptar el medidor inteligente. También es importante contar con una organización que reciba todas las dudas o preocupaciones de los usuarios respecto del desarrollo del programa. Consideraciones como el impacto en los horarios de las actividades de los residentes del predio, alteraciones físicas al inmueble (si es rentado debe tener el permiso del dueño) etc. Las inversiones realizadas en promoción y mercadeo han tenido resultados positivos, la satisfacción de los usuarios de British Gas ha sido 53% más alta que para los usuarios con medidores estándar, y las quejas de los usuarios con medidores inteligentes se han reducido en un 21%²⁵. Con las instalaciones realizadas al día de hoy se ha logrado una eficiencia de energía del 3%.

Manejo de la Información:

El RU ha invertido fondos significativos para garantizar una organización independiente en el manejo competente de la información conocida como the Data Communications Company (DCC). El DCC maneja la información y opera la red de comunicaciones para conectar los medidores inteligentes a los sistemas de facturación de los comercializadores, a los centros de control de los operadores de red de distribución y a los otros agentes autorizados. En principio esto se constituye en un buen plan, sin embargo complejidades en la implementación del DCC han demorado la implementación del programa y por ende incrementado los costos. Todo el equipo de medición inteligente ha sido evaluado y aprobado por el CESG Commercial Product Assurance Scheme y el UK's Government Communications Headquarters ha estado implicado en el desarrollo del programa para garantizar la

²⁴ Remark from Smart Energy GB at the event engaging UK organisations on the Colombia AMI opportunity.

²⁵ Emery, R. 29 March 2015. Scandal of the £11bn smart meter rollout plan. The Sunday times.

seguridad de la red. Al momento de escribir este reporte, la implementación del programa en el RU está atrasada en su cronograma. Las demoras han sido causadas por el tiempo tomado para acordar el estándar de medidores SMETS2, para que los comercializadores incrementaran su capacidad de implementación del programa y el tiempo requerido para poner en funcionamiento el DCC. El estándar de medidores SMETS1 fue diseñado para ser implementado en la primera fase del programa, sin embargo los medidores SMETS1 fueron instalados más allá del ciclo de vida previsto por las autoridades, debido a las demoras en la definición del SMETS2. Este segundo estándar añade funcionalidades tales como la posibilidad de ser instalado en edificios con varios usuarios y debe ser instalado en el 2017. Debido a las complejidades en definir dos tipos de estándar de medidores, es preferible que en Colombia se seleccione sólo un estándar que evolucione con las tecnologías AMI.

Responsabilidades de la instalación:

El rol de líder con el que cuentan los comercializadores de energía en el RU, ha demorado el progreso del programa dado que estas empresas no tienen las habilidades ni el personal para desarrollar en pequeños bloques (i.e. calle a calle “) la instalación de medidores. Los comercializadores de energía requieren contratar expertos técnicos o entrenar su propio personal para realizar el procedimiento de instalación de los equipos. Actualmente los comercializadores atienden las necesidades de los usuarios por los medidores y por consiguiente un instalador puede visitar un sitio muchas veces, adicionando costos. La revista de consumidores ‘Which?’ ha sido particularmente crítica del proceso de instalación de medidores. Se han presentado complicaciones debido a que diferentes comercializadores han escogido equipos diferentes de AMI, que no necesariamente son interoperables. En el mercado minorista en el RU, los usuarios pueden escoger su proveedor del servicio y aún si el usuario tiene instalado un medidor inteligente, éste puede requerir un cambio de proveedor del servicio a una tarifa no inteligente. Si el usuario prefiere un comercializador que no cuenta con el soporte para sistema AMI o para ese medidor inteligente en particular, el medidor debe ser cambiado. El costo de esto no es asumido por el usuario sino por todo el sistema, adicionando costos significativos al programa. Adicionalmente, no existe un mecanismo diseñado para intercambiar el contrato de alquiler de medidores entre los diferentes comercializadores.

Tecnología de la comunicación:

Para asegurar el total cubrimiento de la red, el sistema AMI en el RU se basa en dos tipos de tecnologías de comunicación, celular y onda de radio de largo alcance. La provisión de estas tecnologías de comunicación fue separada entre el norte y el sur del país, debido a las diferencias entre la distribución de la población y el medio ambiente. El valor presente neto del sistema de comunicaciones es de £93 millones²⁶. Al momento de este reporte más del 99.25% de la población es cubierta por el sistema de comunicación AMI. Existen algunas ineficiencias con los celulares, en áreas rurales, pues se ha establecido que sólo sirven a los medidores y no teléfonos celulares.

Un resumen de los pros y los contras de la expansión del sistema en UK:

Pros	Cons
La agencia Central data management (DCC) incentiva competencia y acceso de terceros.	La estructura del mercado en el RU no permite una implementación eficiente del programa— los comercializadores de energía operan call centres y no ingenieros de campo y tienen usuarios dispersos alrededor de todo el país.
Una estrategia de mercadeo apropiadamente financiada (2% del costo total de implementación).	La duración de la primera etapa instaló mas medidores SMETS1 que los esperados, adicionando costos y complejidades

²⁶ DECC, (January 2014), Smart meter roll-out for the domestic and small and medium non-domestic sectors (GB): Impact assessment

Una eficiencia energética lograda del 3% en la evaluación de impacto.

El diseño inicial del DCC fue ambicioso y resultó en demoras.

Suecia

Generalidades:

Entre el 2003 y el 2006 Suecia instaló 5.2 millones de medidores como respuesta a los requerimientos de realizar mediciones mensuales de los usuarios domésticos en el 2006 y mediciones horarias en el 2009 para usuarios comerciales. No hubo requerimientos nacionales para ni regulaciones que establecieran especificaciones técnicas de los sistemas AMI, por lo que varios tipos de tecnología de comunicaciones fueron instaladas incluyendo PLC, RF y celular. Estos sistemas fueron seleccionados por cada operador local, basados en sus propias necesidades. Suecia es un buen ejemplo de implementación de diferentes tecnologías de comunicación en un área reducida. Las necesidades suecas de un sistema AMI eran crear conciencia de consumo de energía, particularmente en los meses de invierno, cuando Suecia depende de calefacción eléctrica y simplificar el proceso de cambio de proveedor de energía, además del ya mencionado de eliminar la facturación basada en estimaciones de consumo. Desde la instalación de los primeros medidores, la demanda de energía en Suecia ha cambiado, con una mayor demanda por fuentes de energía EVs y calderas de calor.

Tarifas de electricidad:

En Suecia el precio de la energía es mucho más alto en invierno que en verano debido a los costos de la calefacción, pero los usuarios tienen la opción de aplanar la tarifa (i.e. más alta en verano y más baja en invierno). Facturas mensuales son enviadas basadas en el consumo, lo cual mejora la conciencia de los usuarios en el consumo y fomenta conductas más eficientes. Desde que fueron instalados los medidores horarios solo el 0.17% de los usuarios han optado por una tarificación horaria, porcentaje similar al ocurrido en Italia.

Beneficios alcanzados con el sistema AMI:

Desde el 2009 Suecia ha reducido su consumo de energía, coincidiendo con la implementación del programa AMI y más equipos con consumo eficiente están disponibles en el mercado. Los beneficios del sistema AMI permitió a los usuarios cambiar de proveedor del servicio más rápidamente, antes solo era el posible el 1^{er} día de cada mes, y una vez fue instalado el sistema AMI el cambio fue posible cada dos semanas, contribuyendo a que la tasa de cambio aumentara del 5% en el 2004 al 10.1%²⁷ en el 2014. También han sido reconocidos beneficios en el aislamiento de fallas, el sistema AMI puede detectar automáticamente una falla y aislarla del sistema para minimizar los impactos en la red. Esto permite que los ingenieros detecten la localización de la falla, y notifiquen a los usuarios a través de la web o de SMS de la falla, y en algunos casos del tiempo estimado que tomará su reparación y por consiguiente, la restauración del servicio.

Consideraciones en los beneficios en eficiencia energética:

Una observación interesante en Suecia, es que los beneficios en eficiencia energética obtenidos en los apartamentos eran marginales frente al de las casas. Es decir, hay menos posibilidad de alcanzar el mismo ahorro de energía a través cambios en los patrones de consumo en una torre de apartamentos, lo cual extendió el periodo de retorno de la inversión en este tipo de vivienda. Los ahorros de energía en Suecia son alcanzados a través de apagar la calefacción cuando los edificios están desocupados, como el calor se mueve a través de los apartamentos en los edificios, existe menos demanda de calor en estas estructuras. De nuestras discusiones en Colombia, existe aún en el país una demanda significativa por ser cubierta para satisfacer necesidades de calefacción o aire acondicionado.

²⁷ DECC, (January 2014), "What is the evidence from the international experience of smart meters?"

Responsabilidades en el proceso de instalación:

Suecia tiene un éxito notable en materia de procedimientos de instalación. Un innovador esquema de compras fue dispuesto en Suecia para que todos los operadores de red adquirieran la tecnología de manera conjunta para lograr ahorros. En colusión, todos los operadores de red tenían un poder de compra y pudieron asegurar contratos de compra por un gran número de medidores. La instalación de los medidores fue realizada por contratistas locales, los cuales contribuyeron a realizar la apropiación de la comunidad, y lo más importante su conocimiento de cada vivienda permitió determinar los requerimientos y el tiempo necesario para realizar la instalación en cada vivienda. Un programa especial de entrenamiento fue implementado para personal no capacitado, el cual incluía habilidades tanto técnicas como no técnicas y el proceso de licenciamiento no fue exigido, para lograr todo de una manera más expedita. Colombia podría considerar si existe personal calificado en cada región para realizar la labor de instalación de AMI. Guías en vez de licencias pueden ser introducidas para asegurar que exista el personal suficiente para atender la demanda de instalar una gran cantidad de medidores. en un periodo corto de tiempo.

Antes de proceder con la instalación del sistema AMI, las empresas suecas realizaron varios proyectos piloto para evaluar las tecnologías y los procedimientos de instalación, para garantizar que la decisión fuera la correcta en el desarrollo del programa. Se estima que les tomó de 1 – 3 años resolver los problemas de comunicación con los medidores iniciales.²⁸ Este proceso de planeación y evaluación se estima que permitió el ahorro de muchos costos después en el ciclo del sistema AMI.

A diferencia del RU, los medidores en Suecia son operados y adquiridos por el operador de red. La ventaja de este enfoque es que los medidores no necesitan ser transferidos en el momento de un cambio en el comercializador y el operador de red tiene el conocimiento adecuado para mantener un activo de estas características. El Swedish Board for Accreditation and Conformity Assessment (SWEDAC) tenía la responsabilidad de establecer la interoperabilidad y la estandarización de los medidores, a pesar de la inexistencia de obligación legal para que el sistema fuera interoperable o los medidores intercambiables. Por consiguiente la funcionalidad y las especificaciones de los medidores eran definidas por cada operador de red. Muchos operadores de red optaron por comprar la solución completa de AMI a los fabricantes de medidores, incluyendo el software, la infraestructura de comunicaciones y el medidor, así como también el manejo y la instalación del sistema. Debido la etapa temprana en la cual se encontraba la tecnología AMI, muchos de los fabricantes de medidores quebraron por errores en la estimación de costos y no fueron capaces de cumplir con los contratos. En el caso de Colombia, considerando que la tecnología AMI ya ha sido probada y costada, esto no es un riesgo para el programa. En Suecia no todos los equipos AMI que fueron instalados por un OR fueron compatibles con otros equipos instalados por otro OR. Es más, las economías de escala no fueron aprovechadas, pues los OR no ordenaron en grandes volúmenes los equipos requeridos.

Suecia como pionero en el uso de AMI:

Con Suecia como pionero de adopción de tecnología AMI, la tecnología evolucionó significativamente a lo largo del programa. Por consiguiente, los primeros medidores instalados fueron diferentes a los últimos medidores. Algunos de los medidores de la primera etapa se volvieron obsoletos y requirieron reposición antes del fin de su vida útil, adicionando costos al programa. Este problema no es relevante para Colombia dado que la tecnología se ha desarrollado significativamente desde que Suecia instaló los primeros medidores, y el nivel de capacidad requerido por el sistema AMI en Colombia puede ser satisfecho por la tecnología actual. El gobierno de Suecia no exigió ninguna funcionalidad mínima del medidor ni de la tecnología de comunicación, sin embargo si fueron definidos unos estándares técnicos en la precisión de los medidores y en el intercambio de información entre los diferentes agentes. Nuevamente, debido al desarrollo tecnológico durante la implementación del programa, los últimos medidores tenían más funcionalidades, entre las que se encuentra la capacidad de actualizar remotamente el software para adicionar nuevas opciones.

²⁸ GEODE, (2013), Bringing Intelligence to the Grids, The Voice of local Energy Distributors across Europe

Confiabilidad de los sistemas AMI:

Antes en este reporte mencionamos que Suecia instaló múltiples tecnologías de comunicación basados en los requerimientos de cada mercado y en la infraestructura existente. La tecnología de comunicación PLC ha sido menos confiable en recibir paquetes de información que la tecnología basada en RF. Sin embargo, los sistemas RF han sido más costosos y difíciles de mantener, particularmente en el invierno, lo cual obviamente es irrelevante para Colombia, dada la inexistencia de estaciones.

Pros	Cons
Resultados en eficiencia energética en etapas tempranas del proyecto	Falta de regulación elevó costos de implementación
Competencia entre proveedores con los beneficios asociados	Las empresas instalaron sistemas que no fueron interoperables.
Empresas fueron capaces de elegir la opción tecnológica mas adecuada a sus necesidades	

Italia

Generalidades:

Italia fue uno de los primeros países en realizar un programa AMI a nivel nacional. El propósito del programa fue reducir las pérdidas no técnicas y los tiempos de interrupción del servicio. La expansión de los sistemas AMI en Italia se realizaron a gran escala y con un procedimiento de instalación relativamente efectivo. La principal tecnología de comunicación utilizada fue PLC con redes de RF usadas como tecnología complementaria para servir áreas con dificultades que no pudieron ser servidas de manera económica con tecnología PLC. La organización responsable por la implementación de la etapa inicial del programa fue Enel, quien controla el 85% de la red de distribución en Italia. Desde 2001 a 2006 Enel instaló 31 millones de medidores inteligentes²⁹. Otros OR optaron por utilizar la tecnología desarrollada por Enel. Después en el 2006, el gobierno nacional obligó a que todos los consumidores restantes deberían contar con un medidor inteligente, resultando en un 100% de medidores AMI. Italia está por comenzar su segunda etapa de sistemas AMI y puede ser un buen ejemplo para Colombia en las lecciones aprendidas. Italia ha sido reconocida por los beneficios obtenidos de su sistema AMI, más de €500 millones de ahorros por año, altos retornos en la inversión, periodos de pago de 5 años, y grandes reducciones en emisiones de CO₂, más de 30,000 toneladas de CO₂³⁰ en el 2010. El costo de la implementación del programa ha sido estimado en €2.1 billones, 95% de este costo es atribuido al medidor y su instalación.

Beneficios del Sistema:

Después de que el sistema AMI fue instalado, considerables cantidades de energía fueron recuperadas debido a la reposición de medidores obsoletos, la reducción en robos y manipulación de medidores, la corrección en los registros de los usuarios y la eliminación de la estimación del consumo. Desde que Italia realizó su primer programa de medidores inteligentes ha habido 500,000 usuarios adicionales, de los cuales una parte puede atribuirse a que el sistema AMI no permitió más conexiones ilegales. El costo del servicio se redujo de €80 a €48 al año y el tiempo de interrupciones de 128 minutos en el 2001, a 49 minutos en el 2011³¹. La reducción en el tiempo de

²⁹ DECC, (January 2014), "What is the evidence from the international experience of smart meters?"

³⁰ ISGAN, (2013), Spotlight on advanced metering infrastructure

³¹ Giordano (2011), Smart grid projects in Europe: Lessons learned and current developments

interrupciones puede ser atribuida en parte a los medidores inteligentes, y es difícil determinar si Colombia logre alcanzar niveles similares.

Tarifas

En Italia el costo del sistema por medidor ha sido estimado en €70, este costo fue recuperado a través de una tarifa³² de medición. Esta tarifa sólo era aplicada una vez el medidor fuera instalado. Las tarifas de consumo variaban dependiendo del tipo de usuario, dos tarifas por días fueron aplicadas a los usuarios residenciales y tres tarifas por día para los usuarios comerciales. El regulador (AEEG) realizó estudio para entender las necesidades de los consumidores y su voluntad a pagar. Estas tarifas condujeron a una pequeña reducción del 1% de la demanda durante el pico de consumo, debido parcialmente a que la diferencia entre las tarifas pico y valle no eran suficientes.

Incentivos financieros y el sistema AMI fueron claves para lograr la incorporación de energías renovables, con lo que se obtuvo un exceso en la oferta de energía eólica y fotovoltaica en el sur del país, la cual fue vendida al norte. Esto redujo los precios de energía por lo que algunos de los ahorros conseguidos a través del sistema AMI fueron negados. Los OR recibieron menos quejas y peticiones y mayores preguntas en como conservar la energía.

Promoción del sistema AMI en Italia:

Para promover el compromiso de los usuarios, Enel produjo material de promoción para el programa de expansión, que fue enviado a los inmuebles de los usuarios, congresos, folletos promocionales, anuncios de prensa y revistas especializadas. La instalación del sistema AMI ocurrió antes de las nuevas redes sociales, por lo que posiblemente algunos de estos medios no sean válidos actualmente.

Interoperabilidad:

Respecto a la interoperabilidad Enel estableció el programa 'Meters and more' para desarrollar un protocolo de comunicación común con todos los medidores de Europa, el cual ha sido patrocinado por la European Commission. Este se discutirá en mayor detalle más adelante.

Eficiencia de energía:

Uno de los principales objetivos de contar con un AMI era para incentivar la eficiencia energética en todos los hogares. Por tanto, la accesibilidad a la información del medidor inteligente requiere ser clara y precisa. Enel ha desarrollado un software denominado 'Smart Info' el cual permite a los usuarios visualizar el análisis de su consumo de energía a través de internet o teléfonos inteligentes o tabletas, de manera que ellos puedan identificar y alcanzar los ahorros de energía deseados. Esta plataforma es más económica que usar IHD, a pesar de que debemos resaltar que en la segunda etapa de implementación ha sido instalado IHD.

Cartera de los usuarios:

La cartera vencida era un problema importante en Italia con muchos consumidores que o bien no pagaban su electricidad o se retrasaban en sus pagos. Italia creó un sistema para aquellos usuarios que no pagaban sus deudas de energía, el cual permitía dejar una potencia equivalente al 10% de la potencial normal disponible, y por consiguiente los usuarios podían seguir con los servicios básicos, pero sentirían el impacto de una interrupción en el servicio, para asegurarse del pronto pago. Sin embargo, se requiere realizar mayores análisis para usuarios vulnerables como personas de la tercera edad o enfermos, quienes podrían afectarse considerablemente por esta

³² Faruqui, Harris and Hledik (2009), The Brattle Group, Unlocking the €53 Billion Savings from Smart Meters in the EU

medida. Con la reducción de la cartera, debe ser posible reducir los costos de deuda y el perfil de riesgo de la empresa.

Confiabilidad del sistema AMI:

Han habido conclusiones similares a las de Suecia, acerca de la falta de confiabilidad de la tecnología PLC, y en Italia algunos de estos sistemas fueron reemplazados por fibra o cobre³³. Ambos países fueron pioneros en la adopción de estas tecnologías, cuyos beneficios han sido reconocidos.

Transferencia de conocimiento a otros mercados:

El conocimiento en la tecnología y en las comunicaciones que ha conseguido Italia a través de Enel ha sido transferido a Endesa en España, y puede ser transferido a Colombia a través de Codensa. En conversaciones recientes, Codensa considera que es posible instalar medidores inteligentes en su mercado a un costo de alrededor de \$100 USD por usuario, incluyendo todos los requerimientos de un sistema AMI. Este costo es significativamente menor que el incluido en este ACB³⁴.

Segunda etapa:

Como fue mencionado antes en este reporte, Italia completó su primera fase de implementación del programa y a partir del 2018 iniciará la segunda etapa. Esta nueva etapa incluye funcionalidades adicionales, como la inclusión del gas natural, comunicación directa con dispositivos de terceros, incluyendo aquellos del usuario, la instalación de fibra óptica mejorará sustancialmente la confiabilidad y funcionalidad del sistema. Esto resultará en ahorros de tiempo y costos.

Pros	Cons
Simple y eficiente expansión del sistema	Enel como agente dominante escribió las reglas
Objetivos claros y beneficios tempranos	El programa no incentivó la competencia
Corto ROI	Italia se amarró a una tecnología “semi-proprietary”
El operador de red lideró la instalación calle a calle	
Segunda etapa agrega nuevas funcionalidades	

California:

Generalidades:

La Californian Public Utility Commission (CPUC) en el 2006 recomendó a las tres empresas de energía a que instalaran 11.5 millones de medidores AMI en California. Las tres compañías son The Pacific Gas and Electric Company, comúnmente conocida como PG&E, Southern California Edison, o SCE Corp, y San Diego Gas & Electric, conocida como SDG&E. La regulación del sistema de medición en California es establecida por el estado y no por el ente federal de EEUU, por consiguiente la regulación del sistema AMI fue dirigido por el gobierno federal de California y las empresas locales fueron las responsables por su implementación. Las motivaciones de California para instalar sistemas AMI era la necesidad de incentivar la respuesta de la demanda y de contar con tarifas que reflejaran los verdaderos costos del pico de verano. El sistema AMI en California ayudó en la adopción de nuevas tecnologías como fotovoltaicas, EV, y almacenamiento de energía. Hubo considerable desconfianza sobre la precisión y los costos de los medidores inteligentes entre los ciudadanos. En los proyectos piloto de la

³³ GEODE, (2013), Bringing Intelligence to the Grids, The Voice of local Energy Distributors across Europe

³⁴ Noted from a meeting held at Condensa offices in Bogota on 03 February 2017

implementación las preocupaciones acerca de la poca confiabilidad del sistema amenazaron con revertir el proyecto. California optó por la tecnología de comunicación RF que ha sido usada en otras partes de EEUU.

Innovación:

California es bien conocida por su innovación, este estado es la casa del Silicon Valley, el cual es conocido por su gran número de empresas de tecnología y sus miles de emprendedores negocios o start-up businesses. El US Department of Energy patrocinó el 'Green Button Initiative' que fue abierto para todas las empresas de tecnología para diseñar una aplicación que los usuarios pudieran usar para ver sus consumos de energía. El departamento reconoció el potencial de innovación de entregar este proyecto a personas ajenas al sector para mejorar la experiencia del usuario. Las compañías de software que diseñaron la mejor aplicación fueron premiadas con \$100,000 por su desarrollo³⁵. La aplicación escogida comparaba el consumo de energía de los usuarios con el número de árboles requeridos para eliminar la polución producida por el usuario. Interfaces con terceras partes fueron apoyadas permitiendo conectar el medidor con dispositivos externos. California escogió no instalar IHDs, considerando que el regulador local quería que el mercado proveyera termostatos inteligentes y sistemas de control remoto de carga.

Propiedad de la base de activos:

Las empresas en California ya contaban con una base de activos considerable, por lo que tener la propiedad del sistema de comunicación tenía sentido. Por supuesto, un inconveniente en que el OR tenga la propiedad de los medidores inteligentes es que los usuarios no tienen opción de cambiar de proveedor del servicio. De hecho, en California no existe la competencia minorista y los precios de electricidad son determinados por la CPUC.

Mecanismos de salida para los usuarios:

A pesar de que los sistemas AMI resultan en una menor intrusión en la vida privada del usuario (i.e. no hay necesidad de entrar en el predio del usuario, se elimina la estimación del consumo, mejor información del uso de energía en los picos de demanda, y más oportunidades para reducir el consumo del usuario) han habido serias preocupaciones acerca de las tarifas horarias en California. Adicionalmente ha habido preocupaciones acerca de las implicaciones del acceso y seguridad de la información, así como el impacto que el sistema AMI puede tener en la salud de los usuarios. Como consecuencia de lo anterior, el regulador de California permitió que los usuarios salieran del sistema de medidores inteligentes a un costo específico por año. El costo de salir necesitaba ser suficientemente alto para asegurar que los usuarios no tuvieran los incentivos para salirse del sistema, pues esto debilitaría las razones de contar con un sistema AMI con una proporción menor de usuarios conectados. El número de usuarios conectados no necesariamente es proporcional al número de beneficios obtenidos, así que hace sentido permitir a los usuarios salir, con tal de que paguen el costo que su salida causa a los beneficios generales del sistema.

Procedimiento de instalación:

Los consumidores raramente están dispuestos a cambiar su rutina para permitir la instalación de un medidor inteligente, así que debe realizarse un esfuerzo para reducir la intrusión en la vida privada del usuario durante la instalación. La empresa SCE programó en un primer intento la instalación resultando en un fracaso, así que el consumidor fue incentivado a programarla a su conveniencia.

Impacto en los mercados laborales:

³⁵ U.S. DOE, Challenge.gov, Apps for Energy, available at <http://appsforenergy.challenge.gov/>

Anteriormente en este reporte no se ha mencionado nada respecto al potencial impacto de un programa AMI en el mercado laboral. Lecturas remotas reducen la necesidad de lectores de medidores y por consiguiente las instituciones responsables de la lectura de medidores o recortan la nómina de personal o lo reentrena para que cumpla otras funciones. Las empresas en California trabajaron con los lectores de medidores para entrenarlos o bien como instaladores u otros roles en la organización. Esta acción permitió el apoyo de los sindicatos al programa AMI.

Pros	Cons
California lidera en el mundo en la implementación de PV, almacenamiento y EVs – todas habilitadas por medidores inteligentes.	Sistema AMI no fomentaron la competencia
Mercados regulados permiten que las empresas sean propietarias de la solución sin necesidad de interoperabilidad.	Retos en la implementación de tarifas horarias causaron incomodidades en los usuarios que obligaron al regulador a dar una opción de salida del sistema.
Las empresas son propietarias de la estructura de RF, sin necesidad de mayores requerimientos por parte del regulador	
Mercado laboral e innovación beneficiadas por el programa	

Brasil

Generalidades

La Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) y el Brazil's Ministry of Science and Technology han anunciado la intención de instalar 63 millones de medidores inteligentes para el 2021. Sin embargo, a la fecha no existe un marco regulatorio que asegure que las metas nacionales sean cumplidas y los medidores inteligentes que han sido instalados fueron parte de pequeños proyectos regionales pilotos implementados por las empresas. Los beneficios de instalar sistemas AMI en Brasil son similares a los de Colombia, existen beneficios significativos en reducir pérdidas no técnicas y en incrementar la eficiencia de la red.

Capitales de innovación como mecanismo para invertir en proyectos AMI:

Sin una regulación federal que obligue a la expansión de sistemas AMI, no hay definida una funcionalidad o unos requerimientos del sistema. Compromisos de Investigación y desarrollo existen para los generadores de energía, y distribuidores que determinan que cada compañía debe gastar cierta proporción de sus ganancias en investigación y desarrollo, (R&D). La infraestructura AMI ha sido un receptor natural para los fondos de R&D dados sus potenciales beneficios. Inova Energia provee una serie de subsidios y otros incentivos para apoyar compañías Brasileiras en desarrollar y comercializar tecnologías innovadoras para el sector de la energía, incluyendo redes inteligentes. A través del programa Inova Energia (coordinado por ANEEL, el Brazilian development bank - BNDES, y el federal government's funder of studies and projects - FINEP) el gobierno planea invertir mas de R\$4.5 billones en R&D relacionado con redes inteligentes. Mucho de este trabajo incluye AMI y DA, sistemas de comunicación, y proyectos de GD. Estos fondos deben ayudar a el crecimiento del mercado de redes inteligentes en Brasil y atraer inversión adicional, una vez los proyectos sean comercializados. Una lista de fabricantes y de equipos acreditados en el BNDES, para quienes existe una tasa de interés especial pretende establecer compañías específicas, de las cuales los sistemas AMI se pueden beneficiar.

Consideraciones acerca de la seguridad en la instalación:

En las áreas en Brasil en las cuales pueden haber mayores beneficios de un sistema AMI, i.e. áreas con altas pérdidas no técnicas es muy peligroso para las empresas entrar y cambiar el sistema de medición a AMI. Colombia tiene un problema similar por superar, y potencialmente esto puede ser resuelto a través de la provisión de mayor seguridad cuando se realice la instalación del sistema AMI y adicionando dispositivos de prevención de la manipulación en el medidor para prevenir el vandalismo una vez el equipo se instale.

Indefinición de estándares puede llevar a costos adicionales en el largo plazo:

La falta de claridad en la expansión del sistema, puede conducir a la introducción de múltiples sistemas en diferentes regiones sin ninguna interoperabilidad. En el caso de Brasil si el gobierno nacional introduce regulación acerca de la funcionalidad o las especificaciones del sistema AMI, el equipo instalado tendría que ser removido. Esto puede evitar una expansión futura a nivel nacional debido a los potenciales reacciones y costos adicionales de asegurar que los sistemas actuales cumplan los requerimientos futuros. En el RU hubo problemas con empresas que decidieron instalar medidores antes de que las especificaciones fueran anunciadas, estos medidores inteligentes que no cumplían con las especificaciones tuvieron que ser cambiados.

Pros	Cons
Nueve pilotos han sido implementados para evaluar tecnologías y respuesta de los usuarios.	Falta de una orden nacional, o incentivo en la regulación ha resultado en limitaciones en el progreso. Consumidores determinan el ritmo de implementación deberían escoger tarifas "white" TOU .
	Empresas no son capaces de implementar AMI en algunas zonas por problemas de seguridad.

Conclusiones del análisis de países:

- Regulación debe ser establecida por el gobierno en las funcionalidades y en la interoperabilidad del sistema AMI. Importante evitar cambios en la política que impliquen sobrecostos en el programa.
- No hay necesidad en Colombia de incluir dentro del programa de electricidad otros servicios como gas natural o agua.
- El despliegue debe ser realizado por el OR. Deben realizarse proyectos piloto en los primeros dos o tres años para evaluar las opciones de comunicación y para desarrollar los procedimientos de instalación y entrenar al personal.
- La tecnología de PLC es la opción de tecnología de telecomunicaciones más costo efectiva, a pesar de que la confiabilidad es cuestionable. Dificultades han sido detectadas en Colombia debido al número de transformadores por medidor. La tecnología RF puede ser instalada en áreas rurales con deficiente infraestructura de electricidad.
- Una entidad independiente debe ser establecida para manejar la información de consumo de los usuarios para asegurar control de la información, la ciberseguridad, y la competencia.

- La Interoperabilidad debe ser definida por el gobierno para asegurar la compatibilidad de los sistemas y una funcionalidad común. El programa Meters and More Solution de Italia es un buen ejemplo de buenas prácticas que apoya los estándares comunes para los equipos AMI.

Comparación entre programas nacionales y regionales

Hay una disyuntiva en Colombia entre plantear el programa nacionalmente, es decir el sistema AMI debe definir un estándar nacional, como fue modelado en el análisis costo beneficio, o permitir un enfoque regional donde cada una de las empresas distribuidoras determina sus propios esquemas y estrategias de expansión. Considerando lo anterior, a continuación se encuentra una tabla que establece las principales ventajas y desventajas de cada uno de estos enfoques:

Nacionales (RU)	Regionales (California)
<p>Economías de escala aprovechables:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Operación e inversión. • Diseño del despliegue es usado por un número mucho mayor de medidores. • Instalación (costo de entrenamiento de instaladores). • Alcance del mercado. • Seguridad de la información y costo de manejo de la información son distribuidos entre todo el país. • Pueden ser accesible tecnologías más avanzadas y más costosas. • La regulación nacional puede ser más sencilla que la regulación regional. • Estándares más amplios de la industria. • Inversiones y autoridad para determinar el progreso del plan (a pesar de que es más alto en definir las reglas y adaptar el diseño). • Sistema universal compatible (interoperabilidad). <p>Otros puntos favorables:</p> <ul style="list-style-type: none"> • La inversión no depende los recursos locales de cada empresa – e.g. un mercado más urbano puede financiar una tecnología más sofisticada. • El mismo tratamiento a todas las viviendas del país. 	<p>Estrategia de expansión a la medida:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Es más probable que la mejor tecnología sea escogida para cada región. • Potenciales menores costos de instalación por medidor, debido a una solución más hecha a la medida en cada caso. Sin embargo, menores economías de escala. • Ingenieros o personal de instalación puede ser entrenada más rápido o buscada en otras regiones. • Menores actores o agentes que lidiar. • Potenciales mayores consideraciones con las necesidades del usuario final en el diseño del sistema. • Es un sistema más dinámico y menos pesado de manejar, por consiguiente más rápido de responder a problemas en el diseño y con más probabilidad de tener una mayor respuesta de la comunidad. • Adicionalmente, adaptar el diseño del despliegue del programa en caso de requerirse, tiene menores costos que un programa nacional.

De revisar la tabla anterior, haría sentido que:

- Fondear los costos de las inversiones de capital a nivel nacional.
- Definir la funcionalidad del sistema a nivel nacional para asegurar la interoperabilidad.
- Permitir que los distribuidores regionales/ empresas de energía manejen los procesos de instalación y la decisión de la mejor opción de tecnología de comunicaciones, que responda a las necesidades de cada región.

Principales características de las mejores prácticas en sistemas AMI

Carbon Trust ha resumido en cuatro aspectos las mejores prácticas de los sistemas AMI, las cuales son explicadas en detalle en los capítulos siguientes:



Manejo de la información: La información enviada desde el medidor a la red de distribución debe ser precisa, confiable y sólo accesible a los agentes autorizados. Esto es muy importante porque la información debe ser conocida únicamente por los actores relevantes, bien sea para propósitos de facturación o para otros propósitos con el permiso del usuario.



Inter-operabilidad: Definida como la capacidad de un sistema de trabajar con uno o mas sistemas sin inversiones considerables ni en tiempo ni en dinero. Los sistemas en una red AMI necesitan ser capaces de comunicarse fácilmente, unos con otros, para asegurar que la información transmitida sea confiable y oportuna, y por consiguiente evitando soluciones a la medida, que pueden adicionar costos y complicaciones al sistema.



Ciberseguridad: Se refiere a la protección de los sistemas de computador de robos, daños al hardware, software o a la información, así como a la disrupción o mal uso de los servicio que estos sistemas proveen. Niveles insuficientes de seguridad pueden llevar a accesos indeseables a la información.



Infraestructuras combinada: Esto es el proceso de combinar diferentes estructuras en una sola solución. Economías de escala pueden ser aprovechadas de asignar la inversión de manera coordinada en varias redes. Esto puede reducir los costos por inmueble y tener acceso a una tecnología más avanzada.

En la siguiente sección de este informe, se establecen brevemente las mejores prácticas y los retos que éstas implican para lograrlas, así como ejemplos de soluciones logradas en mercados internacionales, lecciones aprendidas y unas recomendaciones finales que Colombia podría adoptar.

Mejores prácticas – Manejo de la información:

La información enviada desde el medidor a la red de distribución debe ser precisa, confiable y sólo accesible a los agentes autorizados.

Retos:

Accesibilidad de la información

- Complicaciones en cómo definir los derechos de acceso de la información.
- Regulación o legislación en penalidades para prevenir el acceso y uso de la información por parte de agentes no autorizados.

Calidad de la información

- Interrupciones en la transferencia de información debidas a fallas en la red de distribución de energía, o problemas de clima que afecten la infraestructura de comunicaciones.

Experiencia Internacional:

Soluciones

Data Communications Company (Reino Unido) o Compañía de manejo de información para AMI:

- Ayuda en el cambio de proveedor de los usuarios.
- Tiene la autoridad de compartir la información de manera organizada con las empresas autorizadas.
- Facilita el manejo eficiente de la red de distribución.
- Los usuarios pueden escoger si sus datos de consumo de energía pueden ser compartidos con otras partes interesadas, p.e. otras empresas de servicios, a través del DCC, y seguramente cobrar por ella a unas tarifas competitivas.

Regulador de Italia AEEG define las reglas de manejo de la información:

- Reglas para prevenir el acceso no autorizado de la información.
- Llave de seguridad dedicada para cada medidor inteligente. Sin embargo, esto está limitado porque todos los medidores inteligentes tienen la misma llave. El segundo despliegue ha corregido este problema.
- La accesibilidad de la información comprende una serie de dispositivos, – website, teléfonos inteligentes, display o monitor en cada casa opcional.

Aprendizajes para Colombia:

Para facilitar la competencia minorista de electricidad en Colombia, una entidad centralizada de manejo de información como la establecida en el Reino Unido puede ser establecida en Colombia. Sería deseable que esta institución estuviera coordinada con las políticas de protección de información de los consumidores.

Mejores prácticas – Interoperabilidad:

Para evitar costos innecesarios o problemas inesperados, es aconsejable establecer un protocolo común en todo el país, que garantice que todos los sistemas se hablen y operen entre sí.

Retos:

Cambio de proveedor

- Una característica clave de un sistema AMI es promover la competencia minorista, permitiendo que los consumidores cambien de proveedor de manera rápida eficiente y al mínimo costo posible. Un sistema de medición inteligente incompatible con lo anterior, podría condenar al usuario a un solo proveedor y crear un monopolio en la comercialización minorista de energía.

Propiedad de los activos

- Si la propiedad es del distribuidor, los costos de cambio de proveedor deben ser mínimos.

Compatibilidad de las redes inteligentes

- Definición de los requerimientos mínimos de accesibilidad de información para todos los usuarios.

Experiencia internacional:

Soluciones

Estándares de medidores SMETS1 y SMETS2:

- El despliegue en el Reino Unido consiste de dos fases de medidores que cumplen cierto nivel de funcionalidad, establecida por el regulador.

El estándar para equipos AMI en Italia:

- Enel y Endesa formaron una asociación sin ánimos de lucro, *Meters and More*, para definir los estándares de interoperabilidad en Europa.
- El proyecto *Meters and More* ha recibido fondos de la Unión Europea para desarrollar un protocolo uniforme de transferencia de información entre medidores y centrales de operación.

Aprendizajes para Colombia:

La solución del programa *Meters and More* es un buen ejemplo para determinar la interoperabilidad de un sistema AMI. La regulación de la interoperabilidad debe ser incluida en el programa de expansión para asegurar la compatibilidad de los sistemas. Sin embargo, sería equivocado recomendar que Colombia debe adoptar el sistema '*Meters and More*' pues éste favorece a un proveedor en particular.

Mejores prácticas – Ciber-seguridad:

Niveles insuficientes de seguridad puede llevar a que personas indeseadas o inconvenientes accedan a la información de consumo de energía. Ejemplos incluyen personas que podrían usar la información para otros fines, o pueden piratear el medidor y alterar la cuenta de energía. En la escala internacional, grupos terroristas u otros países pueden interferir en el sistema, si las medidas de seguridad no fueron tomadas adecuadamente.

Retos:

Requerimientos del sistema

- Implementación de requerimientos de seguridad y encriptación de la información del sistema AMI suficientes y conformes con los estándares internacionales tales como la ISO 27001.

Experiencia internacional:

Soluciones

UK GCHQ Intervención:

- La agencia electrónica de inteligencia en el Reino Unido construyó medidas adicionales de seguridad para los medidores.
- La DCC restringe el acceso a la información y realiza los controles de seguridad en la red.
- Todos los proveedores tienen que cumplir la ISO 27001 y son auditados.

- Auditorías periódicas de seguridad son llevadas a cabo para identificar y mitigar nuevas amenazas.

California:

- *Energy Data Access Committee* (EDAC), es una entidad establecida para recibir y aconsejar en cualquier inquietud respecto a la información del sistema AMI que surja de cualquiera de los agentes con acceso a ésta, es decir, empresas de energía, distribuidores, gobierno, consumidores, investigadores académicos, entre otros.

Aprendizajes para Colombia:

Establecer una organización para el manejo de la información podría permitir que Colombia tenga una entidad responsable de la ciber-seguridad. Una opción podría ser obligar a cumplir la norma ISO 27001. Se necesita tener en cuenta consideraciones para mantener los suficientes niveles de seguridad, acorde con unos costos eficientes de operación de la red. Suficientes multas y penalidades necesitan ser establecidos para los operadores de la red que no cumplan los requerimientos de ciber-seguridad. Autorizaciones sobre quien puede tener acceso a la información puede ser definido a través de la regulación.

Mejores prácticas – Infraestructura combinada:

Retos:

Necesidades
variadas de
medición

- En Colombia no se considera que exista necesidad de incluir la medición de gas dentro del proyecto de medición inteligente, principalmente porque existe la posibilidad de almacenar el gas.

Múltiples
proveedores de
red

- Necesidad de asignar costos y requerimientos de mantenimiento acorde a cada operador de red.
- Inversiones y adaptaciones de la red pueden ser dependientes, con base en acuerdos con los diferentes agentes del proyecto.

Experiencia Internacional:

Oportunidades perdidas

La segunda etapa del despliegue italiano con ancho de banda súper rápido:

Italia está ahora implementando la segunda fase del programa de medidores inteligentes reemplazando las líneas PLC con tecnología de fibra óptica. Enel, la empresa de distribución ha establecido que su infraestructura es abierta para todos los operadores. Sine embargo, la compañía de comunicaciones italiana Telecom ha optado por instalar su propia red para evitar la pérdida de 15,000 trabajos. Por consiguiente se van a instalar dos redes competitivas con los consiguientes sobre costos.

Tecnología celular para el cubrimiento de áreas remotas en el Reino Unido.

Una nueva red de celulares está siendo construido únicamente para el uso de la medición inteligente en áreas remotas. Puede haber beneficios sociales y económicos en la extensión de cobertura de las redes celulares en las áreas rurales.

Aprendizajes para Colombia:

Nuestro análisis sugiere que Colombia no requiere incluir el sector de gas natural. Sin embargo, se pueden encontrar sinergias en combinar el despliegue de medidores inteligentes y la red de celular o de banda ancha si la conexión de toda la población está en los planes.

Observaciones en las potenciales responsabilidades del programa:

Basados en los casos de estudios internacionales, la tabla siguiente entrega sugerencias en cuanto a la responsabilidad de los principales actores en Colombia en el programa.

Organización	Rol	Detalles
UPME (Unidad de Planeación Minero Energética)	UPME podría soportar activamente el programa y apoyar a definir la política respectiva.	Establecer y definir la política.
		Definir la eficiencia y la funcionalidad de interoperabilidad del equipo AMI.
CREG (Comisión de Regulación de Energía y Gas)- SSPD (Superintendencia de Servicios Públicos)	CREG y SSPD puede regular el desarrollo del programa, y controlar el progreso y los tiempos.	Especificación de los medidores y de los equipos.
		Plan de expansión o despliegue
		Control de los operadores de red.
		Evaluación del costo beneficio y la efectividad del programa.
Operadores de Red, OR (Varios)	Los OR deben instalar y planear la red. Ellos también deben establecer protocolos para el manejo del sistema AMI.	Implementación y manejo del programa.
		Tecnología de comunicación
		Instalación del programa, entrenamiento y selección del personal.
Enganche de agentes implicados	Debe establecerse una organización que maneje la expansión con los usuarios. Podría ser una réplica de lo realizado en el RU con el 'Smart Energy GB'.	Promoción y enganche
		Elevando los problemas de los usuarios.
Manejo de la información	Manejo y vigilancia de la información de los medidores inteligentes debe ser manejada por una agencia independiente que requiere ser creada.	Entidad de origen público que maneje la información.

Recomendaciones de adquisiciones:

Las recomendaciones en compras y adquisiciones son las siguientes:

- La decisión final del equipo a comprar y de los proveedores debe ser dejada a cada OR en su área de influencia.
- Se recomienda utilizar proveedores locales donde sea posible para apoyar en compromiso de la comunidad y facilitar una instalación más eficiente.

- Se debe fomentar la cooperación entre los diferentes operadores de red para realizar las compras y aprovechar el poder de mercado.

Variables para considerar:

- La penetración de la tecnología
- Costo por medidor.
- Preferencia por instaladores locales.
- Tiempos de implementación realistas y suficientes.

Riesgos asociados con el despliegue AMI:



Tasa de Cambio

- **Problema:** Fluctuaciones en la tasa de cambio pueden impactar el costo del despliegue en Colombia para la tecnología escogida en el largo plazo.
- **Solución:** Concursos para los fabricantes de los medidores inteligentes para que produzcan el producto de manera local o acordar un precio de equipo en la moneda local.



Políticos

- **Problema:** Un cambio en la situación política del país podría causar una interrupción en el programa, o una suspensión o cancelación del mismo.
- **Solución:** **Dificultades en predecir el futuro político.** Sin embargo argumentos fuertes de los beneficios del programa y una buena planeación y diseño del mismo deben asegurar el soporte por parte de los políticos.



Técnicos

- **Problema:** El ritmo del crecimiento económico se acelera y hay una mayor penetración de nuevas tecnologías como EV, lo cual requiere de sistemas con mayor funcionalidad.
- **Solución:** Si hay suficiente demanda y oferta de cambios se recomienda integrar el almacenamiento de energía dentro de la red.



Financieros

- **Problema:** Las inversiones para medición inteligentes no se materializan.
- **Solución:** Gobierno soporta la financiación o emite bonos para el proyecto.

5 Análisis Costo Beneficio

Basados en nuestros anteriores análisis en este proyecto, se propuso que Carbon Trust modelara los costos y beneficios para los diferentes agentes de las soluciones de redes para Power Line Carrier (PLC) y Radio Frecuencia (RF) durante un periodo de 15 años. La solución de PLC tiende a ser la más costo efectiva en áreas urbanas, pero partir de nuestro análisis con algunas empresas en Colombia, en algunas regiones pueden surgir problemas considerando que la tasa medidor/ transformador es muy alta. Como se mencionó anteriormente en este reporte, las mallas de RF pueden funcionar en las áreas rurales y en regiones con alto potencial de DG, las cuales requieren una plataforma de comunicación más avanzada que PLC. En este análisis se asume que el 80% de los medidores objeto de estudio se encuentran en áreas urbanas y 20% en áreas rurales, acorde con las estadísticas de población. La información analizada proviene de nuestros socios en Colombia, y en caso de que la información local no estuviera disponible utilizamos información de fuentes internacionales. El foco de este análisis fue en los medidores residenciales (clase 2) y medidores de pequeña escala (clase 1) para un total de 12,600,000 medidores.

Metodología:

Tipos de medidores.

- Este modelo costo-beneficio realiza el análisis considerando el cambio de todos los medidores de energía eléctrica en el país de dos tipos de usuarios: residenciales o usuarios con medidores clase 2³⁶ y usuarios pequeños-medianos con medidores clase 1. La razón de lo anterior es porque se considera que los medidores de usuarios con un mayor consumo (o una clase más precisa) o bien ya cuentan con un medidor AMI o pueden realizar el cambio sin necesidad de un análisis de este tipo.
- No se contempla en el modelo crecimiento en el número de usuarios o de medidores con estas características de consumo, durante el horizonte de tiempo que se analiza. La razón para esto es que se considera que no afecta de manera considerable el resultado. Cualquier nuevo usuario que requiera la instalación de un medidor tendría la posibilidad de instalar o bien el medidor electromecánico o el medidor inteligente. De hecho puede ser favorable al análisis, por cuanto se reducen los costos asociados con la instalación del medidor inteligente y puede convertirse en una gran oportunidad para instalar soluciones de medidores inteligentes de manera más eficiente.

Escenarios de expansión

Los escenarios de expansión se realizaron por un período de 15 años, asumiendo su inicio a partir del año 2017 y analizando tres posibles estrategias de expansión:

1. **Escenario 1. Expansión Nacional Gradual:** Es un escenario que cuenta con seis (6) años de expansión acelerada, donde los primeros dos (2) años son dedicados a definir un estándar nacional para garantizar la interoperabilidad del sistema y la presencia de economías de escala en la adquisición de los equipos.

Este escenario está basado en el plan de expansión establecido en la Visión Smart Grids 2030, en el cual en seis (6) años se cuenta con el 60% de los medidores reemplazados a inteligentes y en 10 años el 80% de los medidores serían inteligentes. A pesar de que este escenario es realista y sostenible, consideramos que en el largo plazo puede ser más costoso que un escenario de expansión más rápido.

2. **Escenario 2. Expansión Nacional Acelerada:** En este escenario los primeros dos (2) años son dedicados a definir un estándar nacional para garantizar la interoperabilidad del sistema y la presencia de economías de escala en la adquisición de los equipos, pero en el tercer año comienza una expansión acelerada que resulta en una sustitución del 60% del parque en el año cinco (5) y el 100% en el año seis (6). Este escenario es similar a las expansiones realizadas en el Reino Unido e Italia.

3. **Escenario 3. Empresa por empresa:** Es una expansión inmediata que no contempla la definición de estándares nacionales y donde cada empresa define y ejecuta su propio plan de expansión.

Negocios como siempre, *Bussiness as Usual* (BAU): Además de los anteriores escenarios el modelo costo – beneficio considera el análisis del escenario en el cual no se realiza ninguna expansión de medidores AMI y los medidores continúan siendo electromecánicos. De acuerdo con los datos de la CREG³⁷, el 26% de los medidores

³⁶ El índice de clase es el número que expresa el límite de error porcentual admisible para todos los valores de corriente entre 0,1 veces la corriente básica y la corriente máxima o entre 0,05 veces la corriente nominal y la corriente máxima con un factor de potencia unitario (y en caso de medidores polifásicos con cargas balanceadas).

³⁷ Implantación de tecnología de medición inteligente en los servicios de acueducto, energía eléctrica y gas natural en Colombia Bogotá D.C. Septiembre de 2015 PROYECTO PILOTO.

de electricidad en el país cuentan con más de 50 años de edad, el 49% tiene menos de 15 años, y del 25% no existe un dato acerca de la edad del equipo.

Tabla 1. Estado del Parque de Medidores de energía eléctrica en Colombia

Año de fabricación	Cantidad	%
Sin dato	3.026.550	25%
Menor a 1985	907.840	7%
1986-2000	2.243.718	19%
2001-2015	5.942.539	49%
Total	12.120.647	

Fuente: CREG

Considerando lo anterior, en el modelo BAU se propone el reemplazo anual del 5% del parque de medidores electromecánicos, empezando desde el año 0, o 2017, para alcanzar una cifra de un reemplazo del 80% del parque de medidores para el año 2033.

Es decir los escenarios de expansión objeto de este análisis, son los siguientes:

Tabla 2. Escenarios de expansión de medidores AMI:

Expansión y tasa de reemplazo de los medidores										
Escenario	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8 - adelante	Medidores reemplazados
Escenario 1	0.0%	0.0%	5.0%	15.0%	15.0%	10.0%	7.5%	7.5%	5.0%	100,0%
Escenario 2	0.0%	0.0%	10.0%	25.0%	30.0%	25.0%	8.0%	2.0%	0.0%	100,0%
Escenario 3	2.5%	12.5%	20.0%	30.0%	25.0%	7.5%	2.5%	0.0%	0.0%	100,0%
BAU	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	5.0%	80,0%

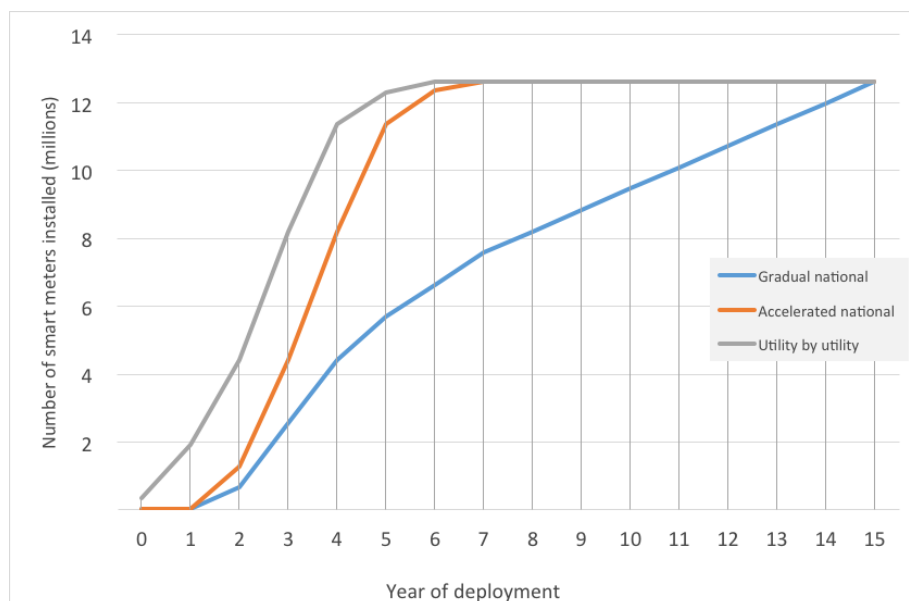
Fuente: Elaboración propia

El análisis de estos escenarios debe suministrar la información para determinar la estrategia más costo – efectiva de expansión y cómo los diferentes beneficios pueden variar dependiendo de la velocidad de expansión y de la estrategia utilizada para su realización.

Es importante mencionar que para los escenarios uno (1) y dos (2), para los dos (2) primeros años se asume el reemplazo del 5% cada año de medidores electromecánicos por medidores electromecánicos. La razón para esto es que estos años se toman en el modelo para la definición del sistema estándar nacional, por lo que no sería factible la instalación de medidores AMI.

Gráficamente los escenarios de expansión son los siguientes:

Ilustración 2. Escenarios de Expansión del Programa AMI



Información base para el análisis

Principales supuestos del modelo:

- Colombia debe realizar el programa de masificación de Infraestructura Avanzada de Medición a través de la regulación del mercado y no de la legislación del Gobierno, siendo la primera más flexible, rápida y fácil de modificar.
- Los operadores de Red deben ejecutar el proceso de masificación de medidores AMI y los medidores deben considerarse como activos regulados.
- El costo de los medidores y de toda la infraestructura asociada debe ser recuperado de los usuarios a través de las tarifas reguladas de distribución. Es evidente que estas tarifas pueden elevarse, pero se espera que este potencial incremento sea neutralizado por:
 - Costos de operación más bajos tanto de los operadores de red como de los comercializadores, los cuales deben ser trasladados a los usuarios y que incluyen:
 - Una reducción en pérdidas no técnicas de un promedio nacional de 4.5% a 1.0%
 - Menores costos de servicio a los usuarios, lectura de medidores, manejo de deudas y de cartera y costos de conexión y desconexión de usuarios.
 - Eficiencia de energía logradas por los usuarios basadas en un cambio de conducta en el consumo como resultado de una mejor información en las variables de cobro, la cual se asume en un 2% de reducción promedio de la demanda de electricidad para los usuarios correspondientes a los medidores clase 1 y 2 analizados.

En resumen los beneficios supuestos en este modelo son los siguientes:

Supuestos de beneficios del sistema AMI para Colombia	
Reducción consumo energía	2.00%
Pérdidas no Técnicas remanentes	1.00%
Reducción del Precio de la energía (competencia)	1.00%
Reducción del tiempo de interrupción	20.00%

La racionalidad para estos supuestos está basada en las experiencias internacionales y consultas nacionales. Sin embargo es importante mencionar que son bastante conservadoras y se deben esperar unas cifras más ambiciosas.

Por otra parte, el modelo utiliza la siguiente información como base y fundamento de su análisis:

Tabla 3. Información básica del modelo CB:

Información	Unidad	Valor	Fuente
Datos de modelación de los escenarios de expansión			
Período de expansión de AMI	Años	2017 – 2033	N/A
Período de modelación	Años	2017– 2033	N/A
Número de medidores residenciales (Clase 2)	N/A	12,000,000	SUI año 2015-2016
Número de medidores pequeños y medianos consumidores (Clase 1)	N/A	600,000	SUI año 2015
Proporción de medidores residenciales cubiertos por este análisis	%	100%	SUI año 2015
Proporción de medidores no residenciales cubiertos por este análisis	%	60%	SUI año 2015
Business as usual reposición de medidores anual	%	5%	Supuesto propio
Proporción medidores urbanos – rurales	%	80%-20%	SUI
Variables económicas utilizadas			
Inflación Anual Proyectada	%	3%	Banco de la República (2017), Banco de Bogotá (2018 en adelante)
Costo de Capital (WACC)	%	12%	Supuesto propio
Costo Social de Capital (Gobierno)	%	8%	Supuesto propio
Tasa de descuento nominal	%	10%	Supuesto propio
Variables mercado eléctrico en Colombia			
Consumo anual nacional de energía	GWh- año	67,060	XM 2015
Consumo promedio mensual residencial de energía	kWh - mes	187.7	SUI 2015
Costo de la energía para usuarios residenciales	USD\$ / kWh	\$0.15	Promedio nacional. Diciembre 2015. Estudio ECSIM
Costo de la energía para usuarios no residenciales	USD\$ / kWh	\$ 0.13	Promedio nacional. Diciembre 2015. Estudio ECSIM

Pérdidas totales del sistema	%	11.5%	AIN Piloto CREG- CRA-DNP-SSPD. 2015
Pérdidas No técnicas del sistema	%	4.5%	AIN Piloto CREG- CRA-DNP-SSPD. 2015
Promedio tiempo sin servicio de energía (SAIDI)	Minutos	1,768.2	Estudio Mercados Energéticos. Datos de 2015.
Costo de racionamiento usuarios residenciales	USD/kWh	\$0.33	UPME. Enero 2017
Costo de racionamiento usuarios comerciales y pequeños consumos	USD/kWh	\$0.77	UPME. Enero 2017
CO2 emisiones	CO2	Generación carbón % 8.15 Generación Hídrica % 70.03 Generación gas % 9.42% Generación combustibles % 11.8% Generación Renovables 0.001%	Xm año 2015. Capacidad instalada
Impuesto al Carbón	USD	0,05	

Fuente: Elaboración Propia

Tasas de Cambio:

Muchas de las variables que constituyen la información básica del modelo se encontraba en pesos colombianos, otra en dólares y otra en euros o libras, especialmente aquella de referencia de experiencia europea.

El modelo se realizó en dólares americanos. Los valores en pesos colombianos se convierten con una tasa de cambio de USD a pesos colombianos que se tomó del Banco de la República. Para la conversión de libras esterlinas (£) y Euros (€) se usó la tasa de cambio del portal oanada.com.

Tabla 4. Tasas de conversión de moneda

	2017	2018	2019	Adelante	Fuente
Moneda Modelo = USD	1.00	1.00	1.00	1.00	
COL\$ a USD\$	2,900	3,144	2,950	2,950	Dato de 2017 Banco de la República. Proyecciones analistas externos, Dato de 2018 en adelante Banco de Bogotá, proyecciones supuestos macroeconómicos. Agosto 2016
GBP a USD	0.82	0.78	0.78	1.02	Tasa 2017: Canada exchange rate tomada el 23/12/2016
EUR a USD	0.95	0.96	0.96	1.20	

					Proyecciones: Trading economics
--	--	--	--	--	---------------------------------

Costos de Implementación del Programa:

Costos de Activos (CAPEX)

Para definir el costo de los activos del programa AMI, se debe determinar el tipo de medidor que se pretende instalar, más aún en los escenarios 1 y 2 donde se define un estándar nacional. En principio se parte de la instalación de medidores con las mínimas funcionalidades para ser considerado un medidor inteligente.

De acuerdo con lo establecido por algunas empresas locales de Colombia, así como por el estudio llevado a cabo por la Universidad Nacional de Colombia³⁸, las mínimas funcionalidades con las que debe contar un medidor considerado como inteligente, son las siguientes:

Ilustración 3. Funcionalidades mínimas de un medidor inteligente

Límite de potencia programable remotamente.	Lectura remota para Facturación.	Desconexión y reconexión remota.
Lectura remota de interrupciones (frecuencia y duración).	Alarmas anti manipulación.	Medición bidireccional de potencia y energía.
Perfiles de carga.	Estructura multitarifa.	Medición de corriente y tensión.

Fuente: Codensa. Análisis Beneficio – Costo Medición Inteligente

Teniendo en cuenta lo anterior, es importante mencionar algunas funcionalidades que no se incluyeron dentro de los costos de los medidores y las cuales pueden merecer un análisis particular futuro:

Acceso de información al usuario: En este análisis no se considera la instalación de un *display* para acceso de cada usuario en tiempo real a la información del medidor. A pesar del importante rol que puede significar para el control del consumo del usuario, bien sea en la cantidad de energía o en el valor de la factura de energía eléctrica o la cantidad de emisiones de Co2, este modelo no lo incluye dentro de sus costos, tampoco la instalación de este dispositivo en cada una de las instalaciones de los usuarios analizados.

Existen otras opciones aparte del display que pueden ser utilizadas para el acceso efectivo del usuario a la

³⁸ Experiencias Nacionales en Proyectos Piloto Relacionados con Medición Inteligente Grupo de Investigación: Electrical Machines & Drives, EM&D Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

información del medidor, el análisis de estas opciones vale la pena para determinar en un futuro el mecanismo más costo-efectivo en el mercado colombiano.

Interoperabilidad: La competencia en el suministro de electricidad requiere que los usuarios puedan cambiar fácilmente de proveedor del servicio. Si los medidores inteligentes no son interoperables, cualquier comercializador no puede leer la información del medidor inteligente instalado por otro comercializador, cosa que no pasa con los medidores electromecánicos.

Por esta razón es esencial determinar los requerimientos funcionales que garanticen la interoperabilidad del sistema de medición inteligente. Si el sistema de medición es interoperable, los medidores inteligentes pueden garantizar que el proceso de cambio de comercializador se puede realizar de manera rápida y confiable, y todos los comercializadores pueden cumplir adecuadamente con las licencias de uso del sistema, y adquirir la información de cualquier medidor inteligente sin necesidad de visitar al cliente ni de realizar ningún tipo de adecuación al sistema de medición.

En este modelo los escenarios uno (1) y dos (2) implican la definición de un estándar nacional tanto en el medidor, como en el sistema de medición. Es decir se asume que las autoridades nacionales durante los primeros dos (2) años del programa se dedican a determinar tanto las funcionalidades mínimas del medidor como las del sistema de medición para lograr la interoperabilidad, es decir el acceso libre a datos y protocolos de comunicación, soportado por otras medidas.

En el caso del escenario tres (3) no se considera la definición de un medidor ni de un sistema de medición estándar para todo el país, por lo que para ser viable la competencia a través de múltiples tecnologías de comunicación es necesario adicionar costos significativos. En este modelo se incrementó en un 50% los costos de la infraestructura de comunicaciones, para considerar el ajuste necesario para lograr la interoperabilidad entre los diferentes sistemas

AMI.

Costos de los medidores inteligentes:

Para establecer de la manera más precisa el costo de los medidores en Colombia se realizó una revisión de costos previos ocurridos en el mercado colombiano, de los análisis realizados por el mencionado estudio de la Universidad Nacional de Colombia, así como de referencias internacionales.

Ser precisos en el costo de los medidores es complejo. Consideramos que tomar simplemente un referente del mercado no reflejaría la realidad, pues no se considerarían las economías de escala, los decrecimientos en los costos por la masificación de la tecnología, los avances en la tecnología en el futuro, entre otras variables. Por esta razón se decidió un valor de acuerdo con la experiencia de los consultores y su criterio, el cual se estableció en USD\$100 para el medidor clase 2 y USD\$170 para el medidor clase 1.

Algunos de los costos nacionales revisados fueron los siguientes:

Tabla 5. Costos de los medidores inteligentes en Colombia

Fuente de Información	Valor de la Unidad
Emcali (1)	\$ 89.00
CREG USD\$ (2)	\$ 243.14 (Col\$700,000)
Emcali (3)	\$ 388.00
Codensa (Proyecto Piloto) (4)	\$ 232.00
Codensa (Pilot project) (5)	\$ 160.00

(1)Resultado de licitación de compra 2014. Equipo Huawei.

(2) Estudio CREG. Incluye la totalidad de los costos.

- (3) Estudio preliminar sobre la viabilidad de la implementación de medidores inteligentes de energía en los estratos 1, 2 y 3 de Cali .Victoria Eugenia Pérez Vélez . Universidad del valle facultad de ingeniería escuela de ingeniería eléctrica y electrónica Santiago de Cali 2013
- (4) Datos de la empresa 2014. Incluye la totalidad de los costos
- (5) Datos de la empresa 2014. Costo mínimo para cumplir con las funcionalidades básicas.

Es de anotar que dentro de los costos de los medidores se incluye el módem o dispositivo para las comunicaciones del medidor con todo el sistema de medición.

Ahora bien, en el caso del escenario BAU, se debe determinar el costo de los medidores electromecánicos de clase 1 y 2 en Colombia. Para esto se tomó la información publicada por empresas de distribución de energía eléctrica:

Tabla 6. Costos de los medidores electromecánicos

Medidor	Costo unitario (USD\$)
1 clase, E>5 Mwh-mes	\$107.68
2 clase, E<5 Mwh-mes	\$53.00

Fuente: Electricaribe. Costos de 2016.

Costos de la infraestructura de comunicaciones:

De nuestras investigaciones preliminares acerca de la infraestructura de comunicaciones más idónea para Colombia se determinó, que dado que las proyecciones de penetración de las fuentes de energía interrumpibles, o generación distribuida y de la respuesta de la demanda son marginales dentro del mercado colombiano en el corto y mediano plazo y considerando que la mayoría de los proyectos pilotos en Colombia se han desarrollado a partir de la tecnología de PLC por ser factible y económica, se determinó incluir en este modelo la implementación de esta tecnología.

Sin embargo, se determinó que la tecnología PLC no es una opción factible para las zonas rurales, por ser más costosa la adecuación de las redes en estas zonas, por lo que para estas regiones se determinó incluir la tecnología de radio frecuencia o RF.

En resumen, el modelo incluyó tecnología PLC para zonas urbanas y RF para zonas rurales. Los costos de infraestructura de comunicaciones por tanto varían con base en la localización y en los supuestos realizados para el número de medidores conectados a cada concentrador PLC o a cada torre de radio frecuencia.

Por consiguiente aplicando la tasa de proporción entre medidores urbanos y rurales, la densidad de medidores por equipo de recepción de información y los costos asociados con cada tipo de infraestructura de comunicación, el resultado fue un costo por medidor de USD\$33 para la tecnología PLC o los usuarios urbanos y de USD\$48,96/medidor para la tecnología RF o los usuarios rurales. El costo combinado de la infraestructura de comunicaciones, o el costo promedio nacional por medidor es de USD\$36,19 por medidor.

Se entiende que el costo de la infraestructura de comunicaciones comprende desde la instalación del usuario hasta un concentrador de información. Los costos desde el concentrador hasta el centro de análisis de datos se incluyen en los costos OPEX.

Costos de disposición de residuos de medidores electromecánicos

Dentro de los costos del programa de expansión de medidores AMI es necesario incluir el costo de disposición de los medidores electromecánicos que son desechados. En el análisis costo-beneficio realizado en el Reino Unido se consideró un costo de disposición de residuos de una libra (£1) por medidor. En este modelo replicamos entonces este supuesto.

En resumen los costos asociados al modelo CB son los siguientes:

Tabla 7. Información de Costos del Modelo CB

Costo de Activos (CAPEX)	Unidad	Valor	Fuente
Medidor inteligente (Clase 2)	USD	100	Supuesto propio
Medidor Inteligente (Clase 1)	USD	170	Supuesto propio
Medidor Electromecánico (Clase 2)	USD	53	Electricaribe 2016
Medidor Electromecánico (Clase 1)	USD	108	
Instalación del medidor	USD	10	
Calibración del medidor	USD	4.69	
Vida útil de los medidores	Años	15	Supuesto Propio
Costos de la infraestructura de comunicaciones			
Costo de concentradores PLC	USD	933.73	Tomado del análisis costo beneficio de Irlanda realizado por The Commission for Energy Regulation. ³⁹
Costo de Torre Radio Frecuencia	USD	6,309	
Número de medidores por concentrador urbano	Medidores	50	Datos basados en las experiencias internacionales y las características del Mercado colombiano.
Número de medidores por concentrador rural	Medidores	10	
Número de medidores por torre RF urbano	Medidores	200	
Número de medidores por torre RF rural	Medidores	50	
Costo de disposición de medidor electromecánico	USD	1.22	UKIA Ofgem

Fuente: Elaboración Propia

Costos de operación y mantenimiento (OPEX)

Costos de mantenimiento del sistema AMI

Los costos de mantenimiento de un sistema de medición avanzada AMI son inciertos. Sin embargo de acuerdo

³⁹ Commission for Energy Regulation (2011), Cost-Benefit Analysis (CBA) for a National Electricity Smart Metering Rollout in Ireland.

con la experiencias de los consultores se asumió un costo de operación y mantenimiento del 5% del costo de la infraestructura de comunicaciones.

Costos de Manejo del Programa.

Los costos del manejo del programa se repartieron entre los diferentes agentes así:

- **Costos del Gobierno Nacional:** Los costos imputados al Gobierno incluye los costos de regulación tanto técnica como económica, el trabajo de acreditación técnica, el planeamiento del programa, el seguimiento y vigilancia del programa, entre otras actividades.
- **Costos del Operador de Red:** Como responsable de la ejecución y operación de la infraestructura de medición inteligente, el operador debe realizar las labores de convocatoria de concursos y compra de medidores, establecimiento e instalación del sistema, realización de ensayos, pruebas, consolidación y mantenimiento del sistema.
- **Costos del comercializador:** Dentro de los costos de los comercializadores se incluyen los costos de adecuación del sistema de facturación, control de cartera, atención al cliente, entre otros.
- **Costos legales y contractuales:** incluye todos los gastos legales de implementación del programa, el manejo contractual del sistema con cada uno de los usuarios, así como el de manejo y protección de la información.
- **Operación de la empresa de comunicación y manejo de datos:** incluye el manejo de los sistemas de información, el manejo de los datos, el almacenamiento de la información, la protección de la información, entre otros.

Empresa de comunicación y manejo de datos.

En el modelo se ha replicado la inclusión de una compañía de manejo y control de la información. Los costos de instalación de esta compañía se definen en USD 300,000,000 para tres (3) años.

El modelo de esta empresa ha sido tomado del Reino Unido y su objetivo principal es contar con una organización independiente que administre la información y el sistema de comunicaciones que conecta los medidores inteligentes de los usuarios con los requerimientos de información de los comercializadores, los operadores de red y/o otras empresas.

La creación y puesta en marcha de esta empresa implica demoras en la implementación del sistema, así como posibles costos adicionales. Sin embargo en el futuro garantiza el acceso y la disponibilidad de información para todo tipo de agentes, incluidos los usuarios y otros agentes que en el futuro pueden hacer uso de esta información para beneficio de los usuarios, lo cual garantiza competencia tanto en el servicio de energía eléctrica, como en otros servicios que puedan surgir en el futuro.

La empresa de manejo de información tendría, entre otras, las siguientes funciones:

- Ayuda a los usuarios a realizar el cambio de proveedor del servicio
- Tiene la autoridad para compartir la información de consumo de energía con los operadores de red. OR.
- Facilita la operación eficiente de la red de distribución
- Los usuarios pueden decidir el acceso a su información de consumo a otras partes interesadas en proveer servicios diferentes a la electricidad.

La alternativa en caso de que no se constituyera esta empresa, sería que bien los usuarios o los comercializadores o los distribuidores de red fuesen los propietarios de la la información, o una empresa del gobierno, como puede

ser el caso de XM, con las dificultades que esto puede conllevar.

Que los usuarios sean los administradores de la información puede ser bastante limitante y dispendioso en la operación y que los comercializadores sean los dueños puede implicar menos innovación tecnológica y restricción al acceso de la información por parte de los usuarios o terceros interesados.

Este es un tema bastante relevante que requiere un análisis más profundo de las condiciones y particularidades del mercado colombiano.

Costos de promoción del programa:

Además de los anteriores costos, la implementación de un programa de este tipo debe considerar los costos correspondientes a difusión y promoción del programa, y los costos de soporte y capacitación permanente de los usuarios.

El resumen de cada uno de estos costos es el siguiente:

Tabla 8. Costos de Operación y Mantenimiento

Costos de Operación y mantenimiento	Unidad	Valor	Fuente
Costo base del Gobierno	USD/año	100,000	
Costo incremental del Gobierno	USD/medidor	1,0	
Costo base del OR	USD/año	20,000	
Costo incremental del OR	USD/medidor	0,2	
Costo base del comercializador	USD/año	20,000	
Costo incremental del comercializador	USD/medidor	0,2	
Costo base legales y contractuales	USD/año	80,000	
Costos incrementales Legales y contractuales	USD/medidor	0,8	
Costo base manejo de datos	USD/año	40,000	
Costos incrementales manejo de datos	USD/medidor	0,4	
Instalación del DCC	USD	300,000	
Costo base enganche de los usuarios	USD/año	272,735	
Costos promoción del programa	%	2% de toda la inversión en el sistema.	

Fuente: Elaboración Propia

Costos de Capital

Carbon Trust ha considerado la tasa de interés esperada o el costo de capital o de oportunidad para cada uno de los agentes participantes del programa. Así, la suma de todos los costos son multiplicadas bien por el costo social del capital del Gobierno o por el WACC. Los diferentes costos de capital son asignados así:

Tasa de Gobierno	Weighted Average Cost of Capital (WACC)
Costos de manejo del Gobierno	Compra e instalación de medidores
Costos legales y contractuales	Equipo de comunicación
Costo de instalación y puesta en funcionamiento del centro de control de información	Costo de disposición de residuos
	Costos de manejo del OR
	Costos de manejo de comercialización

El WACC es obtenido de la siguiente fórmula:

$$\text{WACC} = 70\% (\text{tasa banca comercial}) + 30\% (\text{retorno de capital})$$

En el caso colombiano lo anterior equivale a:

$$\text{WACC} = (70\% \times 10\%) + (30\% \times 15\%) = 11.5\%$$

La tasa del costo de capital social para los costos asociados al gobierno (8%).

Asignación de Costos entre los diferentes Agentes

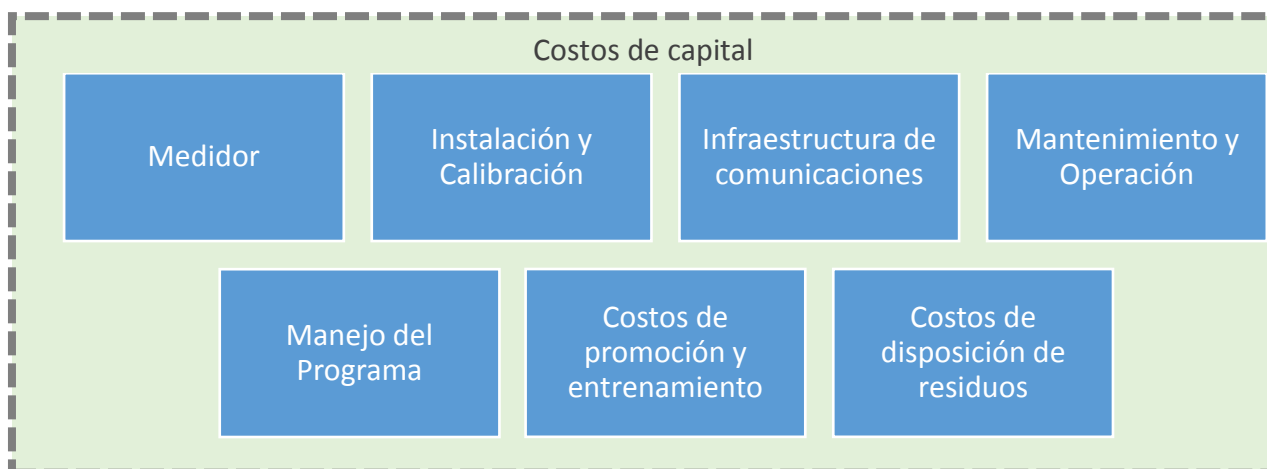
Los costos asignados a los diferentes agentes son:

- Gobierno: Los costos asignados al Gobierno son los costos de manejo del programa referentes a la planeación, regulación y vigilancia, los costos legales y contractuales del programa, y los costos de instalación y manejo de la compañía o institución de manejo de datos y comunicaciones. A todos estos costos se les aplica un costo de capital social del 8%.
- Operador de Red: Al Operador de Red se le asignan los costos asociados a la compra e instalación de los medidores, los costos de la infraestructura de comunicaciones, los costos de disposición de residuos, los costos del manejo programa asignados específicamente al OR, como son la compra, pruebas y puesta en servicio del sistema. A todos estos costos se les aplica un WACC o costo de capital del 11,5%.
- Comercializador. Al comercializador únicamente se le asignan los costos de manejo del programa, tales como adecuación del sistema de facturación, así como todos los costos de enganche del usuario, como publicidad, soporte, capacitación, etc..
- Usuario: El usuario en este modelo no asume ningún costo del programa.

Resumen de Costos.

En resumen los costos por medidor del programa serían los siguientes:

Ilustración 4. Costos de Capital del Programa



Beneficios

Beneficios para el Comercializador

Reducción en la deuda castigada por falta de pago: De acuerdo con la CREG⁴⁰ el recaudo promedio durante los años 2007, 2008 y 2009, por empresa, para los estratos 1, 2 y 3 era de 98.57%, 98.89% y 98.58%, respectivamente. En los estratos 4, 5 y 6 el promedio era de 100.03%, 99.03% y 99.33. Así mismo establece este documento que la cartera con una edad de más de 360 días estaba alrededor del 30% del total de la cartera.

En ausencia de cifras más recientes, este modelo toma dos cifras para su análisis: una cartera para el sector residencial de usuarios conectados al SIN del 1,2% y de esta cartera, un 30% es no recuperable o cartera castigada.

De acuerdo con análisis internacionales, los costos en el manejo de la deuda o cartera se reducen significativamente por la instalación de sistemas AMI. Son mencionados varios factores para esto, la desconexión automática, la posibilidad de un cambio de clientes crédito a clientes prepago, el mayor control que tienen los usuarios de su propio consumo y de su cuenta.

Considerando lo anterior, entre uno de los beneficios de la instalación de medidores AMI se encuentra la reducción en los costos de manejo de cartera y la consiguiente reducción en la deuda o cartera castigada. Para efectos de este análisis la cartera castigada se considera inexistente a partir de la instalación de medidores AMI.

Reducción en el costo de la lectura de medidores

Uno de los beneficios más inmediatos, evidentes y significativos del reemplazo de medidores electromecánicos a AMI, es la reducción en el costo de lectura de medidores, considerando la eliminación de lecturas a través de visitas a cada uno de los usuarios. En Colombia, estas lecturas se realizan una vez al mes por lo que la reducción del costo puede ser 12 veces por el costo de lectura, que se valora en USD\$0,5/usuario.

Adicional al ahorro en los costos de las lecturas en que incurren actualmente las empresas comercializadoras de energía, también se debe considerar que la eliminación de esta actividad, de la manera en la que se realiza actualmente, implica también efectos positivos sobre el medio ambiente y la congestión vehicular.

⁴⁰ Documento CREG 020 de 2012, Anexo 4.

En este modelo se asume la reducción en la totalidad del costo de lectura, pero no se incluye los costos en reducción de las emisiones de carbono o reducción en el tráfico vehicular, dada la falta de información para su cálculo.

Reducción en los costos de atención al cliente.

Experiencias en la implementación de sistemas AMI, han evidenciado la reducción en los costos de atención al cliente debido principalmente a la disminución de quejas y peticiones relacionadas con la facturación del servicio y la calidad el mismo. La instalación de dispositivos que permiten un control en tiempo real del usuario tanto en su consumo como en su cuenta, así como una medición más precisa, considerando la simplificación y reducción de pasos en el proceso de medición y facturación y una mejor calidad del servicio como analizaremos más adelante en este documento, redundan en menores costos en atención al cliente.

En este modelo se parte de una cifra de 8,820,000 de llamadas y quejas, cuyo objeto es problemas en la medición y la facturación del consumo de energía eléctrica en Colombia al año. A partir de esta cifra y basados en la experiencia en países europeos, se asume una reducción del 60% en el costo de las llamadas o en otras palabras en la operación del call centre, como consecuencia de la implementación de medidores AMI.

Beneficios para el Operador de Red. OR

Reducción en las pérdidas no técnicas:

Uno de los mayores incentivos de implementar un programa masivo de medidores AMI es la reducción de pérdidas no técnicas de energía como consecuencia de una reducción en conexiones ilegales y en la manipulación de medidores y en general un mayor control en los eventos que suceden en la red. De acuerdo con el documento Smart Grids Colombia, Visión 2030, es posible considerar una reducción de 4,970 GWh-año de pérdidas en el país, o aproximadamente el 7% de la energía generada anualmente.

Por otra parte la CREG⁴¹, considera que del total de energía de entrada anual al sistema de distribución en el 2013 (61.143.805.150 kWh), las pérdidas totales de energía representaron alrededor del 11.5% y de este valor, las pérdidas no técnicas representan aproximadamente el 4.5%.

A partir de esta información, la CREG establece tres escenarios de implementación de medidores inteligentes, en los cuales la disminución total de pérdidas no técnicas como consecuencia de la instalación de medidores AMI varía entre el 10% y el 40%, entre el año cero y el final del período de análisis. Este porcentaje considera, según la CREG, por una parte, que no es posible erradicar las pérdidas no técnicas solamente con la ayuda que brinda la información oportuna sobre medición, y por otra parte, que el consumo de energía se reduce en la medida en que un usuario debe pagar por la energía efectivamente consumida, cuando antes no lo hacía.

Es evidente que la implementación de medidores AMI revelan los fraudes al sistema tales como las conexiones ilegales y la manipulación del medidor de manera más rápida, permitiendo un control más efectivo de estas acciones por parte de la empresa. En este modelo se asume una reducción en las pérdidas no técnicas del 77% , que incluyen tanto el control de las conductas de fraude, como una mejor facturación y un mejor control de la red de distribución.

Finalmente, considerando que los beneficios de la instalación de medidores AMI en la reducción de pérdidas no se reflejan inmediatamente, el modelo establece que los beneficios inician con dos (2) años de retraso respecto

⁴¹ Experiencias Nacionales en Proyectos Piloto Relacionados con Medición Inteligente Grupo de Investigación: Electrical Machines & Drives, EM&D Departamento de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

a la instalación de medidores.

Mejor Calidad del Servicio:

De acuerdo con el estudio “Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN” (Mercados Energéticos Consultores, 2015), el valor del indicador SAIDI⁴² en Colombia, con una densidad de población de 44 hab/km² (Banco Mundial, 2015), es de 29,47 h/año, es decir 1,768 minutos por año, cifra bastante elevada comparada con países con una densidad poblacional similar.

La implantación de medidores AMI permiten una mejor planeación, un mayor control y por consiguiente una respuesta más efectiva a las fallas del sistema de distribución. Para esta variable, la experiencia de Italia puede ser usada para el propósito de determinar un supuesto de reducción en el número de horas de interrupción del servicio. Como se puede ver en la siguiente gráfica, la reducción en el número de minutos de interrupción del servicio luego de 10 años de inicio del programa en Italia, es de aproximadamente el 77%.

Ilustración 5. Resultados de la calidad de energía en Italia



Fuente: Spotlight on advanced metering infrastructure. Jennifer Hiscock, ISGAN Annex 2 National Expert, Natural Resources Canada

Considerando lo anterior, en este modelo se asume que de los 1,768 minutos de interrupción en el servicio, durante los 15 años que se modela el programa se logra una reducción del 20% en esta cifra. La valoración de esta disminución en el tiempo de interrupciones se realiza a partir del costo de racionamiento definido anualmente por la UPME, para los usuarios residenciales y comerciales.

Además de estos ahorros directos de costos, el aumento de la confiabilidad del servicio eléctrico puede proporcionar beneficios de productividad a las economías locales y por supuesto mayor facturación a las empresas, además de menores costos en la atención de los cliente. Beneficios indirectos que no son calculados en el modelo.

Beneficios para los Usuarios:

Reducción en los costos de conexión y desconexión.

⁴² SAIDI es System Average Interruption Duration Index

Entre las funcionalidades básicas de los medidores considerados como inteligentes, se encuentra la conexión y desconexión remota de usuarios. Por supuesto los beneficios directos de esta funcionalidad son la eliminación de las visitas de operarios encargados de la desconexión y reconexión y los costos asociados con los equipos necesarios para la realización de estas operaciones.

En Colombia estas maniobras son cobradas directamente al usuario en su factura mensual, cuando se realiza la maniobra, por lo que la reducción de este costo sería un beneficio directo al usuario y un beneficio indirecto a la empresa comercializadora, dado el mejor control del cobro del servicio y por supuesto una mayor facturación a la empresa por la rápida reconexión.

En este modelo se considera un costo aproximado, de acuerdo con las tarifas publicadas por varias empresas, de USD\$16 cobrados a los usuarios por cada desconexión y reconexión del servicio y una cantidad de aproximadamente 710,000 desconexiones realizadas en el país anualmente. Una vez implementado el plan de medidores AMI se espera una reducción del 100% de estos costos.

Reducción en la demanda de energía.

Existe una gran incertidumbre en la respuesta de los usuarios a las nuevas funcionalidades ofrecidas por los medidores AMI. Estudios internacionales realizados por the American Council for an Energy-Efficient Economy⁴³ han encontrado que la reducción de la energía puede variar entre el 4-12%, como consecuencia del acceso a la información de consumo y de costos en tiempo real por parte del usuario. Además de lo anterior, es bien conocido que a partir de la implantación de tecnología AMI, es factible la introducción de tarifas horarias y por consiguiente del cambio en el patrón de consumo de los usuarios.

Sin embargo y considerando las particularidades de consumo en Colombia, (No existen estaciones, el consumo per cápita es bajo), se decidió asumir una posición conservadora respecto del cambio en los patrones de consumo del usuario y se considera en el modelo una reducción del 2% en el consumo de energía, una vez sean instalados los dispositivos AMI.

Fomento de la Competencia:

La introducción de medidores AMI puede desarrollar plenamente la competencia en el mercado minorista de energía, permitiendo un cambio de comercializador de manera efectiva y económica.

La transparencia en la información y el acceso y disponibilidad de ésta al consumidor permiten realizar decisiones informadas respecto a los comercializadores en el mercado, cambiar rápidamente de proveedor y por consiguiente conseguir mejores precios. Además del posible ingreso de nuevos agentes en el mercado.

El producto final del acceso a mayor competencia por parte de los usuarios se puede traducir en disminución de precios. Por consiguiente, determinar estos beneficios se definió en este modelo a través de la reducción del 1% en los precios de la energía.

⁴³ Erhardt-Martinez, Donnelly, Laitner, Advanced Metering Initiatives and Residential Feedback Programs: A Meta-Review for Household Electricity-Saving Opportunities, June 2010 18 Sarah Darby, The Effectiveness of Feedback on Energy Consumption, April 2006 19 Corina Fischer, Feedback on household energy consumption: a tool for saving energy?, Energy Efficiency (2008) 1:79-104

El resumen de los beneficios de la implementación del sistema AMI:

Tabla 9 Resumen de los beneficios de la implementación de medición AMI

Beneficios	N/A	Pre –AMI	Post-AMI	Reducción
Cartera o deuda de usuarios residenciales	%	1,2%	0%	100%
Porcentaje de deuda castigada	%	30%	0%	100%
Costo por lectura de medidor	USD	0,5	0	0,5
Número de lecturas por año	No	12	0	12
Número de llamadas anuales	No	8,820,000	8,820,000	0
Número de llamadas por usuario	No	0,7	0,7	0
Costo de cada una de las llamadas	USD	3,81	2,29	60%
Pérdidas totales	%	11,5	8,0	3,5
Pérdidas no técnicas	%	4,5	1,0	3,5
Duración total promedio de interrupción por cliente por año.	Min.	1,786	1,415	20%
Costo de racionamiento usuarios residenciales	Col\$/kWh	0,33	0,33	0%
Costo de conexión/desconexión	USD	16	0	100%
Número de desconexiones al año	No	709,584	0	100%
Reducción en el consumo de energía	%	NA	NA	2%

Fuente: Elaboración Propia.

Beneficios para el Sistema:

Reducción en la emisión de Carbón, Co2:

Valorar los beneficios por emisiones de carbón evitadas bien sea por reducción en el consumo o por inversiones en generación aplazadas implica definir un impuesto a las emisiones de Co2. Carbon Trust está desarrollando un proyecto en Colombia en el cual se ha realizado una estimación de \$5 USD por tonelada, valor que podría ser usado para este ejercicio.

Respecto al aplazamiento de inversiones, el Estudio UPME – BID considera ahorro en inversiones como resultado de la instalación de AMI, aunado a la posibilidad de instalar generación distribuida y a una mejor gestión de activos de distribución y de generación. Estos ahorros merecen un análisis detallado futuro.

Para establecer la cantidad de emisiones por fuente de generación, se utilizaron los datos de generación de IEA44. Los factores de conversión utilizados fueron los establecidos en:

https://www.carbontrust.com/media/18223/ctl153_conversion_factors.pdf

A pesar de que se realizaron los cálculos de las reducciones en las emisiones de carbón, éstas no se valoraron económicamente ni se realizó ningún análisis financiero al respecto.

Negocios como siempre o Business as Usual (BAU) Escenario:

El escenario de BAU como ya lo mencionamos anteriormente, consiste en el análisis del sistema de medición de energía eléctrica en Colombia si No se decide la implementación medición AMI de forma masiva. Algunas consideraciones de este escenario son las siguientes:

- Con el objeto de actualizar el parque de medidores y considerando su estado actual se establece un programa de 5% de reemplazo anual de los medidores.
- Se consideran los mismos costos de instalación y calibración, así como la tasa de costo de capital comercial.
- El escenario BAU implica también la inclusión de lo que fueron considerados como beneficios en los otros escenarios: la deuda castigada, la lectura de los medidores, los costos actuales del contact center, etc.

Evidentemente el propósito de este ejercicio es realizar una comparación entre los beneficios de los tres primeros escenarios y los costos del escenario BAU. Hemos tomado el costo proporcional del cambio, por ejemplo en el caso de la reducción en las pérdidas no técnicas, se ha tomado el beneficio de la reducción en las pérdidas comparado con el costo total de las pérdidas en el escenario BAU.

Resultados

Flujo de Caja

El flujo de costos de cada uno de los escenarios se muestra en la tabla y gráficas a continuación. Como se puede ver el escenario 2 es el más económico seguido del escenario 1. El escenario 1 cuenta con una pendiente mucho menor que los otros dos, es decir la velocidad de reemplazo es mas gradual y constante que los otros escenarios y finalmente el escenario 3 es el más costoso, principalmente por la necesidad de interoperabilidad del sistema.

El flujo de costos para cada uno de los escenarios es el siguiente:

Tabla 10. Flujo de Costos de cada escenario (MUSD\$)

	2017	2018	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	Acum.
Esc. 1	162	164	233	382	404	293	240	252	192	202	211	221	231	242	253	265	3.948
Acum.	162	326	559	941	1.345	1.638	1.878	2.130	2.323	2.524	2.735	2.956	3.188	3.430	3.683	3.948	
Esc.2	162	164	355	638	804	716	287	130	76	78	79	80	82	84	85	87	3.906
Acum.	162	326	682	1.319	2.123	2.839	3.126	3.256	3.332	3.409	3.488	3.569	3.651	3.734	3.820	3.906	
Esc.3	83	434	716	1.115	985	360	178	82	83	84	85	86	88	89	90	92	4.649

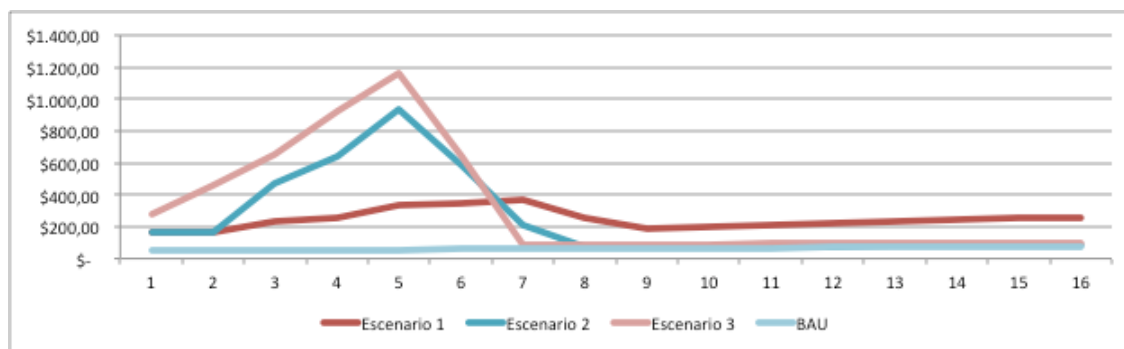
⁴⁴ IEA, Colombia electricity generation <https://www.iea.org/statistics/statisticsearch/report/?country=COLOMBIA&product=electricityandheat&year=2014>

Acum .	83	517	1.233	2.349	3.333	3.693	3.871	3.953	4.035	4.119	4.204	4.291	4.378	4.467	4.557	4.649	
BAU	51	53	54	55	57	59	60	62	64	66	68	70	72	74	76	79	1.020

En millones de USD\$

En términos gráficos el flujo de costos de cada escenario se presenta en la siguiente gráfica:

Ilustración 6 Flujos de costos para cada escenario



Es pertinente mencionar que existen diferencias entre los precios de un sistema basado en PLC o en RF, que rondan alrededor del 10% al 15%. Estas diferencias están basadas en promedios, y en algunos sitios un sistema RF puede ser más barato de instalar por la proporción de medidor/transformador o por la falta de infraestructura de PLC. Comparado con los costos de expansión internacionales, el sistema es más costoso que el italiano, pero comparable con los costos del Reino Unido, a las tasas de cambio actuales.

En la siguiente tabla se consideran los costos de cada tecnología por medidor:

Tabla 11. Costos de las diferentes tecnologías de comunicaciones.

	PLC (\$ USD)	RF (\$ USD)
Scenarío 1	306,50	340,79
Scenarío 2	303,03	338,00
Scenarío 3	358,51	410,85

Resultados del análisis del Flujo de Caja

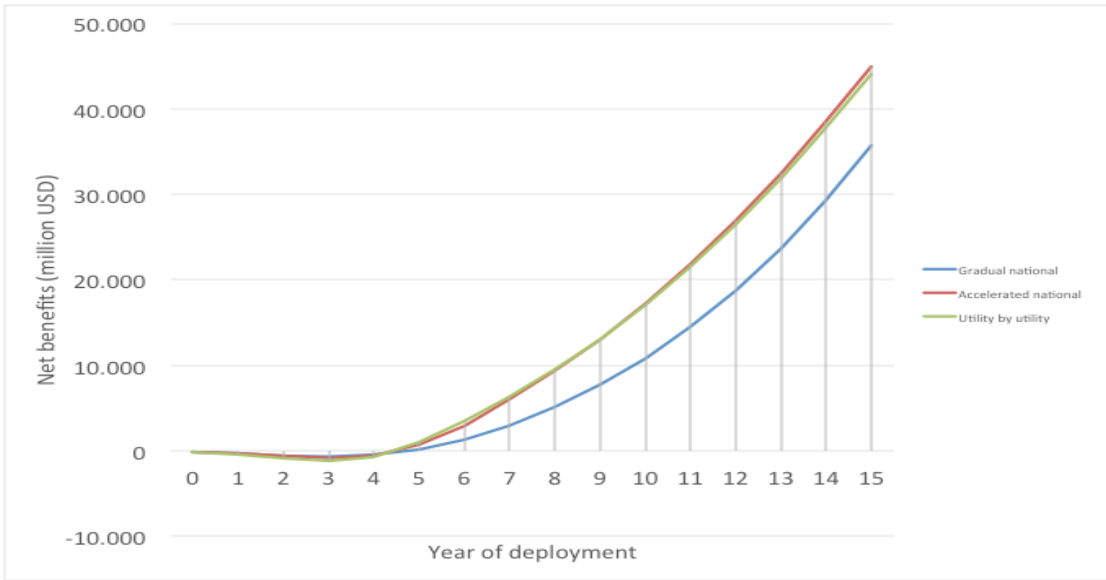
Como era esperado, el flujo de caja neto para cada escenario es negativo en los dos primeros años y los beneficios se incrementan en la medida en que la proporción de medidores reemplazados aumenta. De la siguiente gráfica se identifica que el escenario más efectivo es el escenario 2 o el llamado nacional acelerado con el más alto beneficio neto acumulado durante los 15 años de análisis del programa. Sin embargo, como se puede observar de la siguiente gráfica, el escenario 3 o empresa por empresa tiene un retorno similar al del escenario 2, con una diferencia marginal en los beneficios netos acumulados. El modelo ilustra que la estrategia más costo efectiva es desarrollar el reemplazo lo más prontamente posible, sin olvidar la necesidad de un adecuado planeamiento y manejo que evite posibles fraccionamientos futuros del sistema.

Basados en la incertidumbre de los costos del escenario denominado empresa por empresa, el escenario de expansión acelerada es potencialmente una proyección más certera de los beneficios obtenidos a lo largo del proyecto y por consiguiente debe ser menos vulnerable a cambios en los costos.

Los beneficios netos del escenario 1 o gradual nacional son menores debido a que se mantiene en el tiempo una mayor proporción de medidores electromecánicos en el sistema. De hecho se puede evidenciar que una vez el 100% de los medidores han sido reemplazados, el beneficio para los escenarios nacionales (1 y 2) son iguales anualmente.

Este modelo no examina el sistema después del periodo de los 15 años, pero considerando la acumulación de beneficios de la actividad de comercialización, puede esperarse, que basados en el actual sistema y los datos utilizados en el modelo, los beneficios anuales de los escenarios nacionales superen los beneficios del escenario de expansión de empresa por empresa. Después de 2030 es demasiado incierto para Carbon Trust determinar el costo de las tecnologías AMI y sus requerimientos, así que puede esperarse que una segunda expansión sea evaluada en la segunda mitad de la próxima década.

Ilustración 7. Gráficas de los resultados del flujo de caja para los 3 escenarios



En millones de USD\$

El resumen de los costos, los beneficios y el flujo de caja se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 12. Costos, Beneficios y Flujo de Caja de cada escenario.

Costos, Beneficios y Flujo de Caja			
	Costos	Beneficios	Flujos de Caja
Escenario 1	3,948	39,616	35,668
Escenario 2	3,906	48,926	45,020
Escenario 3	4,649	48,723	44,074
BAU	1,020	-	-

Promedio de 15 años			
	Costos	Beneficios	Flujo de Caja
Escenario 1	263	2,641	2,378
Escenario 2	260	3,262	3,001
Escenario 3	310	3,248	2,938
BAU	68	-	-

Debido a los requerimientos de interoperabilidad los costos son más altos en el escenario 3 y son más bajos en el escenario 2. La diferencia entre los dos escenarios de expansión nacional es debido a los costos por inflación, considerando que anualmente los costos de instalación crecen con la inflación.

Previamente en este reporte no se ha hecho mención al escenario BAU, como se puede ver los costos del escenario BAU son aproximadamente el 20%-25% de los costos de un sistema AMI en los 15 años de expansión. Los costos del escenario BAU sólo consisten en los costos de reemplazo e instalación de medidores, por otra parte los costos evitados de lectura y desconexión de medidores entre otros son asignados a los escenarios de expansión AMI.

Todos los escenarios modelados presentan un periodo de retorno similar, aunque el VPN es más alto para el escenario 2 (\$14,382M), siendo el del escenario 3 marginalmente más bajo (\$14,131M). Como fue mencionado anteriormente, el escenario con la expansión mas lenta retrasa la posibilidad de beneficiarse del sistema AMI, lo cual explica la razón por la que el escenario 1 tiene el menor VPN. La Tasa Interna de Retorno, TIR, presenta el mismo comportamiento que el VPN, siendo la más alta la que presenta el escenario 2 y la más baja la del escenario 1.

El Valor Presente Neto (VPN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y los años necesarios para recuperar la inversión son presentados en la siguiente tabla:

Tabla 13. Resultados del Análisis del Flujo de Caja

Escenarios de expansión:	TIR	VPN \$M USD	Tiempo de recuperación
Escenario 1	61.1%	10,747	4.76
Escenario 2	71.3%	14,382	4.47
Escenario 3	67.6%	14,132	4.38

En la tabla siguiente se consideran los costos para cada opción de tecnología por unidad, es decir es el costo por medidor de todos los componentes del sistema que fueron descritos en la sección de costos:

Tabla 14. Costos por tecnologías por medidor

Escenario de despliegue:	PLC(\$ USD)	RF (\$ USD)
Escenario 1	306.32	340.61
Escenario 2	302.85	337.82
Escenario 3	358.33	410.67

La tabla 14 está basada en el costo promedio del sistema a lo largo del periodo de despliegue de la tecnología. Hay una diferenciación en el precio entre los sistemas PLC y RF de entre el 10 y el 15%. Es importante considerar que estos números están basados en promedios, y en ciertas áreas los sistemas RF pueden ser más económicos debido a la tasa de medidores/transformador o a la falta de infraestructura para instalar sistemas PLC. Comparado con los despliegues internacionales, el sistema presenta precios más caros que Italia pero comparables con el RU a la tasa de cambio actual.

Finalmente, el modelo determina el VPN para cada uno de los agentes del mercado, como se ilustra en la siguiente tabla:

Tabla 15. Valor Presente Neto por Agente

	PLC			RF		
Scenario 1	NPV \$M USD	%		NPV \$M USD	%	
Government	-	317	-4%	-	79	-4%
DNO		613	7%		116	5%
Retailer		74	1%		18	1%
Consumers		8.257	96%		2.064	97%
Total NPV		8.627			2.119	
Scenario 2	NPV \$M USD	%		NPV \$M USD	%	
Government	-	360	-3%	-	90	-3%
DNO		779	7%		149	5%
Retailer		112	1%		27	1%
Consumers		11.013	95%		2.753	97%
Total NPV		11.543			2.839	
Scenario 3	NPV \$M USD	%		NPV \$M USD	%	
Government	-	125	-1%	-	34	-1%
DNO		437	4%		34	1%
Retailer		124	1%		30	1%
Consumers		10.940	96%		2.735	99%
Total NPV		11.377			2.765	

Los usuarios serían los grandes beneficiarios de este esquema, considerando que no deben incurrir en ningún costo y si reciben enormes beneficios frente a lo que reciben actualmente. Es decir eventualmente todos los costos y todos los beneficios serían asignados a los usuarios.

Observaciones finales:

Carbon Trust recomienda que el gobierno de Colombia implemente el escenario 2 de expansión de sistemas AMI, ya que presenta la tasa interna de retorno más alta 71.3% y el mejor beneficio neto de los tres escenarios, \$14,382m.

Desarrollando un estándar nacional, el gobierno de Colombia crearía un mercado de 12.6m de medidores inteligentes, contrario a la adquisición de empresa por empresa, que consideramos podría incrementar los precios por medidor de un promedio de \$100 por medidor a \$150.

Un mensaje único nacional acerca de un protocolo de comunicación estándar para los medidores inteligentes, permitirá la interoperabilidad entre medidores, contribuyendo a crear mercados competitivos de energía, y la consiguiente reducción del 1% en los precios por un periodo de 14 años.

Análisis de Sensibilidad:

Para examinar las sensibilidades del modelo Carbon Trust realizó el análisis en tres variables claves: eficiencia de energía lograda, tasa de descuento y costo del medidor clase 2, para el escenario 2 del modelo.

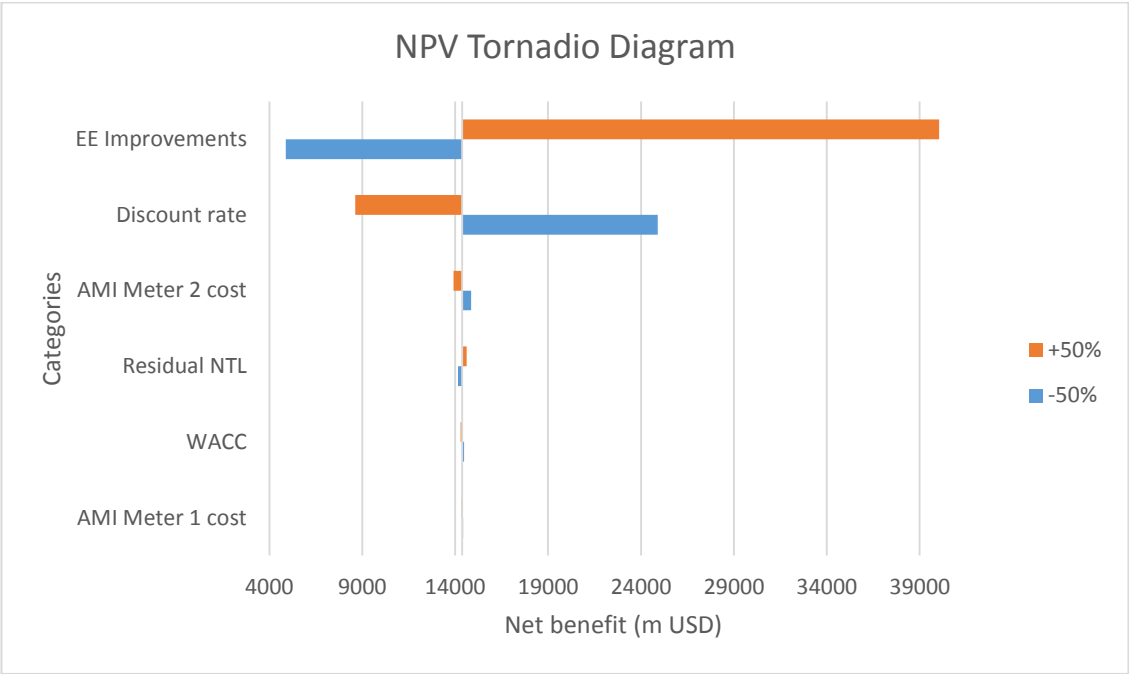


Ilustración 8 – Tornado plot of NPV

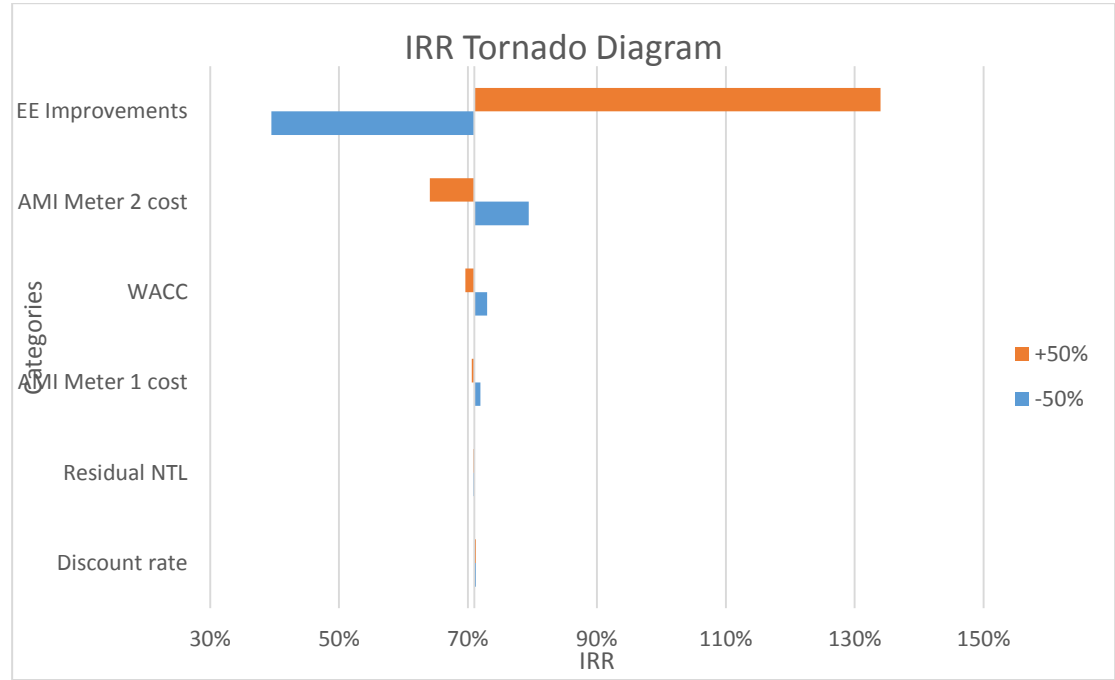


Ilustración 9 – Tornado plot of IRR

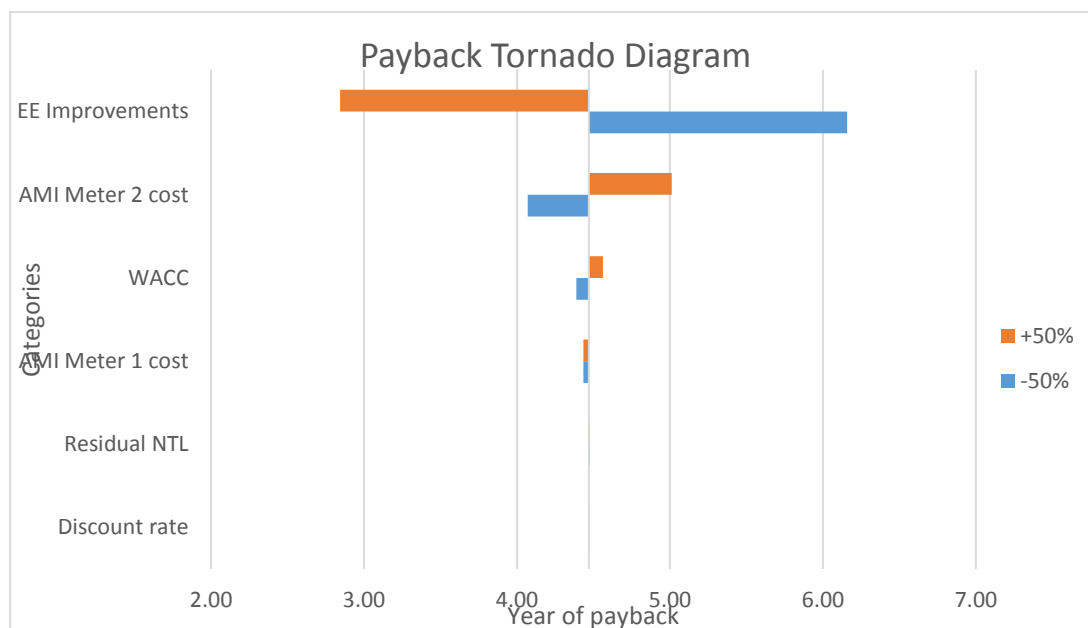


Ilustración 10 – Tornado plot of payback

Del análisis anterior, se puede determinar que las dos variables más sensibles son la potencial eficiencia energética y el costo de los medidores residenciales (clase 2). En la siguiente sección estas variables se modelan en bases anuales.

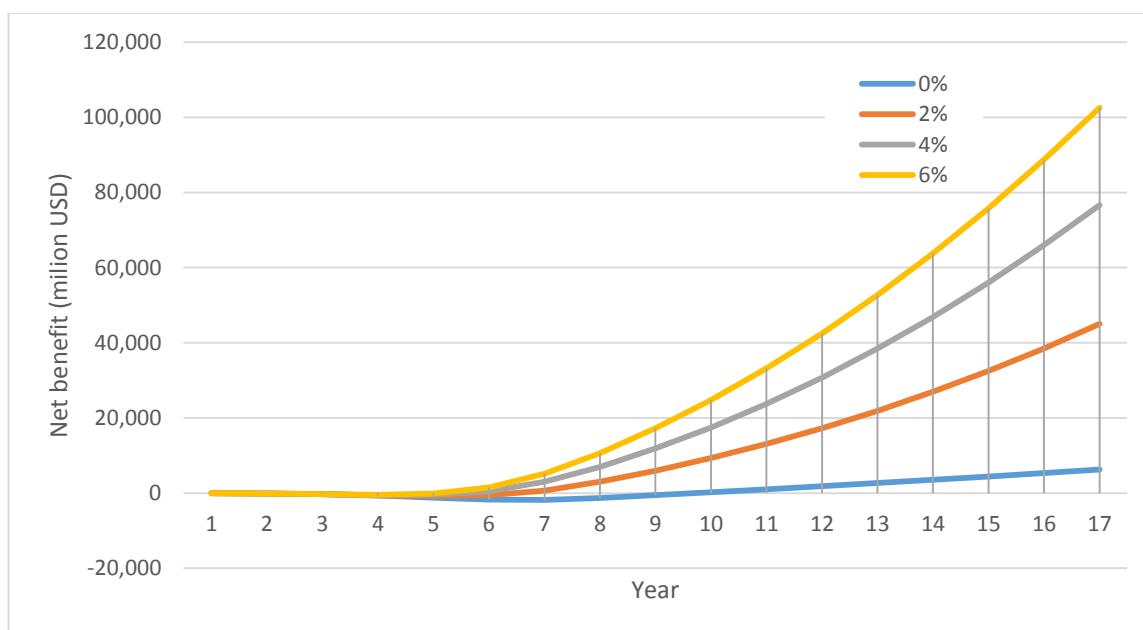


Figure X – sensitivity analysis modelling the energy efficiency variable on annual net-benefit basis

Los anteriores resultados indican que el VPN es altamente dependiente de las mejoras obtenidas en la eficiencia energética a través del sistema AMI.

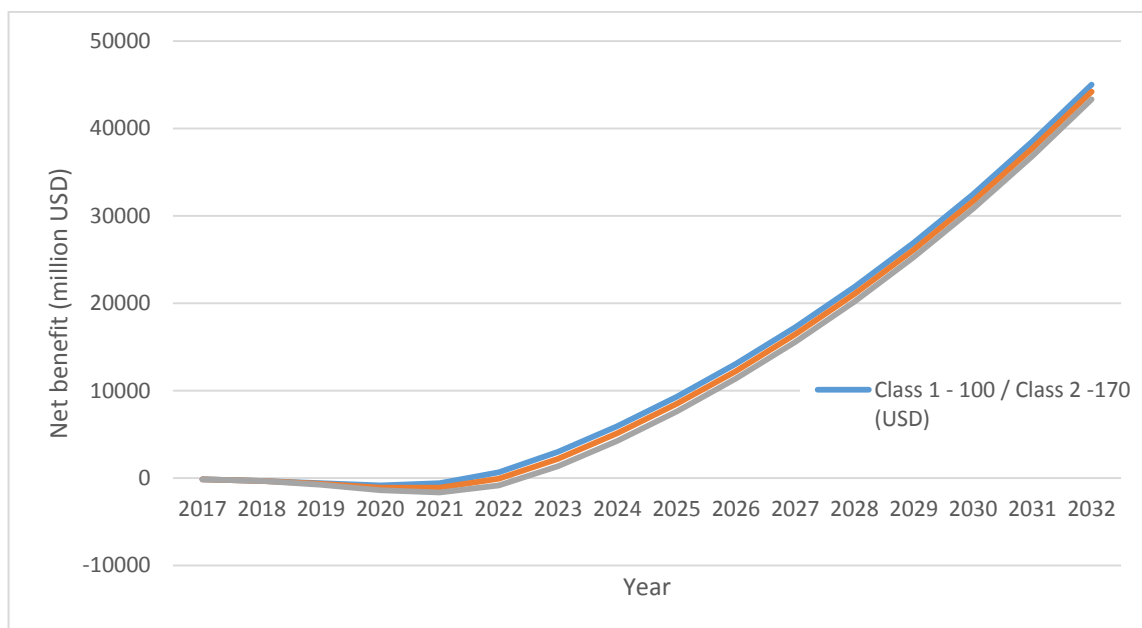


Figure X – sensitivity analysis modelling the meter price variable on annual net-benefit basis

Se presenta un cambio marginal en el VPN cuando el precio del medidor es modificado. Por consiguiente podemos concluir que las mejoras obtenidas en eficiencia energética es la variable más sensible en el análisis. Basados en la experiencia internacional, una ahorro de energía del 2% es una cifra conservadora y realista.

6 Conclusiones

Desde una perspectiva de comunicaciones hay **tres tipos de opciones para el diseño de un sistema AMI**: power line carriers, radio frecuencia, y sistemas de redes celulares. Estos sistemas tienen diferentes costos indicativos, beneficios y funcionalidades; siendo uno de los más importantes que el sistema PLC presenta por lo general costos mas bajos, pero tiene limitaciones en su funcionalidad, particularmente en temas de capacidades de manejo activo de la red o ANM y en el control en tiempo real de la generación distribuida.

La principal prioridad para Colombia para el AMI es reducir las pérdidas no técnicas y ampliar la competencia minorista. Al reducir las pérdidas técnicas y mejorar la planeación de la red también son prioridades claves. Estas mejorar pueden traer beneficios significativos para Colombia, ayudando a tener una red más eficiente y reduciendo los costos de todo el sistema. Mientras que otros beneficios como el manejo activo de la red y las tarifas inteligentes pueden ser de interés para Colombia, parece que éstos pueden ser mejor aprovechados en un periodo de 10 – 15 años, momento en el cual el sistema AMI debe ser reemplazado en todo caso.

Por consiguiente, un sistema en tiempo real (i.e. baja latencia) no es necesario para Colombia en el corto plazo, excepto por algunas regiones. Con esto en mente, este reporte concluye que un sistema **PLC puede satisfacer las necesidades más importantes de Colombia al menor costo, aunado con un sistema de tecnología RF para servir áreas rurales o áreas con deficiente infraestructura de electricidad.** Los sistemas PLC son por lo general mucho más baratos que otras opciones AMI y pueden cumplir con todas las necesidades en Colombia, especialmente si la función de último suspiro o ‘last gasp’ es activada para ayudar a reducir los tiempos de interrupción del servicio.

Estudios locales deben ser realizados para evaluar la factibilidad de implementar PLC en el contexto colombiano, aunque resultados iniciales obtenidos de proyectos piloto sugieren que la tecnología PLC es una opción viable. Sin embargo, deben existir algunas áreas – tales como regiones rurales o zonas con un alto potencial de generación distribuida (e.g. la Guajira) – donde el sistema PLC es ineficiente, o donde la función de tiempo real es más urgente que en el resto del país. **Colombia debe considerar un despliegue de sistemas AMI hecho a la medida en estos casos especiales**, usando sistemas RF o tecnología celular para asegurarse que estos retos son superados al menor costo.

El análisis costo beneficio realizado por Carbon Trust ha demostrado que un escenario de despliegue nacional acelerado realizado en 7 años brinda el beneficio neto más alto durante los 7 años. Cada escenario incluido en el análisis costo beneficio resulta en un retorno positivo y un periodo de recuperación de menos de 5 años. Para la próxima etapa de este proyecto Carbon Trust recomienda realizar proyectos piloto y trabajar con la UPME para implementar el DCC o data communications company en Colombia.

Apéndice 1 – Lista de Entrevistas realizadas.

Date	Event	Subject	Assistants
June 21/22	Smart Meters Functionality WorkShop	National University Project	Energy Companies, Meters Producers, Government Institutions
July 17	Meeting Location: UPME	Technical Codes in Smart Metering	Siemens, UPME
July 22	Meeting. Location: CRC	Communications Regulatory issues	Communications Regulatory Commission, CRC, UPME
July 26	Meeting. Location: ANE	National Spectrum issues	National Spectrum Agency, ANE
July 27	Meeting. Location: UPME	Communications Policy issues	Telecommunications and Technology Ministry, Mintic, UPME
August 18	Meeting. Location: Codensa	PLC and RF experiences in Codensa Market	Codensa and ENEL