

Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



Parte II

Mapa de Ruta: Construcción y Resultados (COMPONENTE I)

Abril de 2016

Equipo de Trabajo

Editores:

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por Representantes de:

Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)

José Ramón Gómez Guerrero
Jorge Luis Rodríguez Sanabria
Juan Eduardo Afanador Restrepo

Ministerio de Minas y Energía

Marie Paz Rodríguez Mier
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón
Profesional Especializado
Oficina Dirección de Energía

Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Liliana Jaimes Carrillo
Despacho Viceministerio TI

Unidad de Planeación Minero-Energética

Camilo Táutiva Mancera
Asesor de Energía

Iniciativa Colombia Inteligente

Alberto Olarte Aguirre
Secretario Técnico C N O – Presidente Colombia Inteligente

Renato Humberto Céspedes Gandarillas
Coordinador Técnico

Firmas Consultoras

CIRCE

Andrés Llombart Estopiñán
María Paz Comech Moreno
Adrián Alonso Hérranz
Samuel Borroy
Vicente Gorka Goicoechea Bañuelos
Carlos Pueyo Rufas

Universidad de Alcalá de Henares

Carlos Girón Casares
Francisco Javier Rodríguez Sánchez

Universidad Tecnológica de Pereira

Alejandro Garcés Ruiz
Juan José Mora Flórez

CREARA CONSULTORES, S.L.

María Jesús Báez Morandi
José Ignacio Briano Zerbino

Afi – Analistas Financieros Internacionales

Pablo I. Hernández González
Diego Vizcaíno Delgado

Bogotá D.C., Abril de 2016

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

1. Los planteamientos y propuestas presentados en este documento son los resultados del análisis y elaboración del Estudio desarrollado por el Equipo de Trabajo en el marco de la Cooperación Técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337) con el aporte de fondos provenientes del Fondo Coreano para Tecnología e Innovación a través del Banco Interamericano de Desarrollo –BID–. Estos planteamientos y propuestas no representan ni comprometen la posición y planteamientos de las entidades oficiales del Gobierno Colombiano participantes.
2. Los análisis realizados en el desarrollo de la Cooperación Técnica consideraron la información disponible hasta el mes de diciembre del año 2015, fecha en la cual finalizó de manera oficial el trabajo realizado durante esta cooperación.

Tabla de contenido

1.	Introducción	1
2.	Caracterización y Análisis del Sistema Eléctrico enfocado a Redes Inteligentes	7
2.1	Caracterización del sistema eléctrico colombiano.....	7
2.2	Principales oportunidades de las RI en Colombia	18
2.3	Análisis DOFA de las RI y TIC en Colombia	21
2.4	Resumen de las mejores prácticas en RI y TIC	26
3.	Soluciones de Redes Inteligentes para el Contexto Colombiano	29
3.1	Beneficios asociados a las funcionalidades RI	29
3.2	Impacto de las Funcionalidades RI.....	36
3.3	Selección de las Funcionalidades RI más adecuadas al caso Colombiano	39
3.4	Metodología de evaluación del beneficio aportado por cada Funcionalidad.....	45
3.5	Tabla Resumen del modo de Estudio de las Funcionalidades RI.....	51
3.6	Influencia de los Beneficios en los Objetivos Específicos	52
3.7	Impacto de las Funcionalidades de RI en los Objetivos de Colombia	54
4.	Construcción (Propuesta) de Escenarios de Soluciones de Redes Inteligentes	57
4.1	Evaluación Técnica de las Funcionalidades RI	57
4.2	Escenarios de Penetración.....	71
4.3	Análisis de Viabilidad de Funcionalidades	74
5.	Análisis de las TIC para las Funcionalidades de RI en Colombia	78
5.1	Requerimientos de TIC.....	78
5.2	Metodología de Análisis de las TIC para las Funcionalidades de las RI en Colombia	82
5.3	Análisis de las TIC para las Funcionalidades de RI en Colombia.....	86
5.4	Sistema de Operación de Recursos Energéticos Distribuidos.....	86
5.5	Los sistemas de medición inteligente.....	88
5.6	Sistemas de Gestión de Distribución - Sistema de Automatización de Feeder	90
5.7	Sistemas de Gestión de Distribución - Sistema Avanzado de Gestión de Distribución	91
5.8	Vehículo Eléctrico (E-Mobility).....	93
5.9	Micro-redes	94
5.10	Sistemas de Administración - Sistema de gestión de activos y mantenimiento	96
5.11	Sistemas de Administración - Sistema de Referencia de Reloj.....	96
5.12	Sistemas de Administración - Sistemas de Autenticación, Autorización y Contabilidad	97
5.13	Sistemas de Administración - Sistema de Gestión remota de Dispositivos	101
5.14	Sistemas de Administración - Sistema de Pronóstico del Tiempo y Observación.....	101
6.	Análisis Costo Beneficio	103
6.1	Introducción	103
6.2	Grado de Cumplimiento de los Objetivos de Colombia	106
6.3	Metodología.....	107
6.4	Beneficios de Redes Inteligentes Impulsores y Barreras	112
6.5	Hipótesis y Datos de Entrada	116
6.6	Resultados.....	128
6.7	Análisis de Sensibilidad	131
7.	Mapa de Ruta.....	138
7.1	Arquitectura Base para el Estudio	138
7.2	Fases de Implementación Propuestas	141
7.3	Consideraciones sobre la Penetración de Tecnologías.....	142
7.4	Agentes que Influyen en la Implementación	148
7.5	Descripción de Acciones para la Implementación de las Soluciones de RI	150
7.6	Descripción del Camino Crítico	169
7.7	Seguimiento de Acciones y Resultados	170
8.	Conclusiones	171

Índice de figuras

Figura 1. Reducción del tiempo de interrupción.....	2
Figura 2. Ahorro Potencial en Colombia	5
Figura 3. Distribución de usuarios en Colombia	8
Figura 4. Caracterización Estadística de los Tipos de Carga a Implementar	9
Figura 5. Red de distribución en MT tipo CIGRE.....	11
Figura 6. Red de distribución en MT propuesta para la caracterización del sistema de Colombia.....	11
Figura 7. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución urbano	14
Figura 8. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución industrial.....	15
Figura 9. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución de la zona Caribe	16
Figura 10. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución rural.....	17
Figura 11. Gráfica comparativa del SAIDI en función de la densidad poblacional - DP para Colombia, el Trópico y referencia mundial (escala lineal)	19
Figura 12. Pérdida de energía en el sistema de distribución.....	20
Figura 13. Esquema de una red mallada con explotación radial.....	32
Figura 14. Esquema de generación distribuida	33
Figura 15. Vehículo eléctrico.....	34
Figura 16. Curva de generación típica de los sistemas fotovoltaicos.....	48
Figura 17. Curva de carga y descarga del vehículo eléctrico	50
Figura 18. Curvas de vehículo eléctrico	50
Figura 19. Variación de la curva de demanda en entorno urbano debido al vehículo eléctrico	59
Figura 20. Variación de la curva de demanda en entorno rural debido al vehículo eléctrico	59
Figura 21. Evolución de la relación entre el consumo horario mínimo y máximo en función del porcentaje de penetración del vehículo eléctrico	60
Figura 22. Rango de beneficio representado por la implementación de AMI en función de la densidad de clientes.....	62
Figura 23. Evolución del KPIs I4 (SAIDI) dependiendo de la funcionalidad y su grado de penetración	63
Figura 24. Evolución de las pérdidas técnicas en función del grado de penetración de sistemas de generación distribuida.	65
Figura 25. Identificación de las líneas que componen la red radial representativa de la zona caribe de explotación radial.....	69
Figura 26. CIs y AMI (número de contadores inteligentes)	72
Figura 27. Automatización de red (ADA) (número de transformadores).....	72
Figura 28. Generación Distribuida (Potencia en MW).....	72
Figura 29. Almacenamiento (Potencia en MW).....	73
Figura 30. Vehículo Eléctrico (número de coches)	73
Figura 31. Gestión de activos (Número de transformadores)	73
Figura 32. Arquitectura SGAM.....	82
Figura 33. Funcionalidades en SGAM.....	83
Figura 34. Subredes consideradas en SGAM.....	85
Figura 35. Aplicaciones típicas alojadas por un sistema de back-office relacionado con la medición.....	89
Figura 36. Microredes – posibles Dominios y los Sistemas de Distribución.....	95
Figura 37. Ejemplo de AAA en una subestación de un caso de uso de automatización	98
Figura 38. EAP General	99
Figura 39. Procedimiento de Análisis	107
Figura 40. Funcionamiento del Modelo de Cálculo.....	111
Figura 41. Funcionamiento del Modelo de Cálculo	111
Figura 42. Beneficios (KPIs) derivados de la implantación de las tecnologías de RI	112

Figura 43. Estimación del tipo de cambio	120
Figura 44. Escenarios planteados en el ACB.....	127
Figura 45. VAN y ratio beneficio costo (B/C) – horizonte de 40 años.....	128
Figura 46. VAN y ratio beneficio costo (B/C) – horizonte de 20 años.....	128
Figura 47. Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso max GD (horizonte 40 años).....	129
Figura 48. Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso min GD (horizonte de 40 años)	129
Figura 49. Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso max GD (horizonte de 20 años)	130
Figura 50. Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso min GD (horizonte de 20 años)	130
Figura 51. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar el CAPEX en el primer escenario (min. GD)	132
Figura 52. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar el CAPEX en el segundo escenario (más. GD).132	
Figura 53. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar los beneficios en el primer escenario (mín. GD)	133
Figura 54. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar los beneficios en el segundo escenario (máx. GD).....	133
Figura 55. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar la tasa de descuento en el primer escenario (mín. GD).....	134
Figura 56. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar la tasa de descuento en el segundo escenario (máx. GD).....	134
Figura 57. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento (escenario de alta penetración).....	135
Figura 58. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento (escenario de baja penetración)	135
Figura 59. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento ni vehículos eléctricos (escenario de alta penetración)	136
Figura 60. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento ni vehículos eléctricos (escenario de baja penetración)	136
Figura 61. Relación entre la viabilidad y la penetración de cada funcionalidad.	139
Figura 62. Arquitectura de RI.....	140
Figura 63. Penetración de cada Tecnología en cada fase considerada	141
Figura 64. Diagrama Fases de Implementación de las Funcionalidades	142
Figura 65. Acciones para la Implementación de la Tecnología AMI	152
Figura 66. Acciones para la Implementación de la Tecnología ADA	157
Figura 67. Acciones para la Implementación de la Tecnología DER	161
Figura 68. Acciones para la Implementación de la Tecnología VE	165

Índice de Tablas

Tabla 1. Tipos de transformador utilizado en la Red de distribución en MT propuesta para la caracterización del sistema del sistema de Colombia	12
Tabla 2. Tipos de cable utilizado en la Red de distribución en MT propuesta para la caracterización del sistema de Colombia	13
Tabla 3. SAIDI para países europeos y EE.UU. (CEER, 2014).....	19
Tabla 4. Pérdidas en el sistema eléctrico en diferentes países.....	21
Tabla 5. Mejoras obtenidas por la implantación de cada tecnología de RI	29
Tabla 6. Valor objetivo por beneficio de la RI	39
Tabla 7. Influencia considerada para cada funcionalidad sobre los beneficios.....	40
Tabla 8. Influencia de cada funcionalidad RI a los KPIs.....	41
Tabla 9. Contribución de los KPIs al objetivo global de Colombia.....	43
Tabla 10. Importancia de cada funcionalidad en la consecución de los objetivos de Colombia.....	44
Tabla 11. Tiempos considerados para el cálculo del SAIDI	46
Tabla 12. Tabla Resumen del Modo de Estudio de las Funcionalidades RI	51
Tabla 13. Influencia de las Beneficios de RI frente a objetivos específicos	53
Tabla 14. Tabla de cálculo de la influencia de cada funcionalidad en el Objetivo Global de Colombia	55
Tabla 15. Valoración del nivel de fraude detectado en función del tipo de contador	57
Tabla 16. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de pérdidas no técnicas	58

Tabla 17. Índice de reducción del pico de demanda en función de diferentes métodos de gestión de la demanda por medio de AMI	58
Tabla 18. Relación entre el mínimo y el máximo consumo en función del grado de penetración del VE respecto a la energía demandada.....	59
Tabla 19. Resultados obtenidos en aplanamiento de la demanda	60
Tabla 20. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs aplanamiento de la curva de demanda	61
Tabla 21. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de costes de comercialización	62
Tabla 22. Valores de SAIDI en función del grado de implementación de las funcionalidades.	63
Tabla 23. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de mejora de la continuidad de suministro	64
Tabla 24. Pérdidas Técnicas.....	64
Tabla 25. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de pérdidas técnicas.....	65
Tabla 26. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de emisiones de CO2	67
Tabla 27. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales.....	68
Tabla 28. Nudos de localización óptima para compensación de reactiva.....	69
Tabla 29. Resultados del KPIs del factor de potencia antes y después de aplicar la solución de la generación distribuida en las diferentes líneas de la red tipo	70
Tabla 30. KPIs de factor de potencia mínimo, medio y máximo obtenido en el global del sistema antes y después de la optimización	70
Tabla 31. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de mejora del factor de potencia.....	70
Tabla 32. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	71
Tabla 33. Matriz de viabilidad.....	77
Tabla 34. Requerimientos de la red de comunicaciones para aplicaciones HAN/BAN/IAN en redes inteligentes	78
Tabla 35. Requerimientos de los Sistemas de Red para aplicaciones NAN en las Redes Inteligentes	80
Tabla 36. Requerimientos de los sistemas de red para aplicación de protección de área externa, control y monitorización	81
Tabla 37. Elementos de representación de equipos.....	84
Tabla 38. Elementos de representación de enlaces.....	84
Tabla 39. Tecnologías de Comunicaciones	85
Tabla 40. Casos de uso del sistema de operación DER.....	87
Tabla 41. Sistemas AMI – Casos de uso	88
Tabla 42. Sistema de Back Office relacionados con la medición – casos de uso.....	90
Tabla 43. Sistema de automatización de feeder - Casos de Uso	91
Tabla 44. Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - Casos de Uso.....	92
Tabla 45. Casos de uso de una micro-red	95
Tabla 46. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - Casos de uso	96
Tabla 47. Sistema de Referencia de Reloj - Casos de Uso	97
Tabla 48. Sistema AAA - Casos de Uso.....	100
Tabla 49. Sistema de Pronóstico Meteorológico y Observación - Casos de Uso	102
Tabla 50. Penetración de cada tecnología en cada Fase considerada	105
Tabla 51. Valores objetivo y normalización de los principales parámetros de red.....	106
Tabla 52. Resumen del grado de cumplimiento de los objetivos al final de cada fase	106
Tabla 53. Variables de Cálculo.....	108
Tabla 54. Procedimiento para Monetizar KPIs.....	113
Tabla 55. Datos para el Análisis	116
Tabla 56. Vida útil por tecnología expresada en años.....	117
Tabla 57. Fases de Penetración Planteadas	118
Tabla 58. Inflación estimada a futuro	119
Tabla 59. Consideraciones de CAPEX por Tecnología	122
Tabla 60. Datos de entrada de costos de inversión (CAPEX)	122
Tabla 61. Reducción anual por tecnología.....	123

Tabla 62. Consideraciones de OPEX por Tecnología.....	123
Tabla 63. Datos de Entrada de Costos de Operación (OPEX)	124
Tabla 64. Acceso a la red de datos en Colombia.....	125
Tabla 65. Beneficios por Fase	127
Tabla 66. Desglose del VAN por tecnología.....	130
Tabla 67. VAN y ratio beneficio costo por tecnología (horizonte de 20 años) en kUSD.....	131
Tabla 68. Beneficio segmentado por Naturaleza y Tecnología.....	137
Tabla 69. Beneficio segmentado por actor y tecnología	137
Tabla 70. Penetración de funcionalidades de AMI según Fase.....	144
Tabla 71. Penetración y funcionalidades de ADA según fase.....	145
Tabla 72. Penetración y funcionamiento de DER según Fase.....	147
Tabla 73. Penetración y funcionalidades de VE según Fase.....	148

Parte 2. Mapa de Ruta¹: Construcción y Resultados (COMPONENTE I)

1. Introducción

Durante las últimas décadas el consumo energético mundial se ha incrementado considerablemente acompañando el crecimiento económico. Este incremento se refleja en el sector eléctrico en un crecimiento acelerado del consumo, base fundamental para el bienestar social en el siglo XXI.

En este sentido, la manera de organizar la producción y gestionar la energía eléctrica, así como su asignación, es un asunto de primer orden dado el impacto que ésta tiene en las actividades productivas, el medio ambiente y el bienestar de la sociedad de cada país.

Adicionalmente al aumento de demanda, existen otros factores que motivan la mejora de las infraestructuras de la red eléctrica, como por ejemplo el envejecimiento de los sistemas e infraestructuras eléctricas, el aumento de la presencia de fuentes de energía renovables, la integración del Vehículo Eléctrico (VE) en la red y la necesidad de mejorar la seguridad del suministro eléctrico y la eficiencia del sistema, entre otros. Como respuesta a los factores expuestos anteriormente surge el concepto de Red Inteligente (RI) o Smart Grid (SG).

Como respuesta a los factores expuestos anteriormente ha surgido el concepto de Red Inteligente que se define como *“aquella red que incorpora las tecnologías de la información y comunicación en cada aspecto de la generación, suministro y consumo de electricidad, con el objetivo de minimizar el impacto medioambiental, mejorar los mercados, mejorar la fiabilidad y el servicio, reducir costos y aumentar la eficiencia”* (Electric Power Research Institut –EPRI–, 2015).

La implantación de RI se basa en: i) disponer de una mayor cantidad de información del estado de cada una de las partes del sistema eléctrico, con especial énfasis en el usuario final a través del Contador Inteligente (CI); ii) mejorar la automatización de la operación y el control de red; iii) incorporar energía distribuida, en especial de origen renovable y; iv) incorporar el VE. Esta implantación debe ser coordinada con el desarrollo de las Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) que garantice que se pueda llevar a cabo el flujo de información necesario entre las distintas partes del sistema eléctrico con los requisitos de calidad requeridos.

Las redes eléctricas están llamadas a transformarse en elementos activos que permitan, simultáneamente, la consecución de los objetivos energéticos de cada país, al mismo tiempo que sirven de impulso para la actividad económica. En la actualidad muchos países en todo el mundo han desarrollado numerosos proyectos de RI. Entre las principales experiencias internacionales se puede destacar el proyecto de la Isla

¹ Los términos Redes Inteligentes y Smart Grid, sus respectivas siglas RI - SG y Hoja de Ruta y Mapa de Ruta son utilizados indistintamente en estos documentos

de Jeju en Corea para modernizar los sistemas eléctricos de potencia y el proyecto Smartcity de Santiago de Chile, cuyo objetivo es probar las nuevas tecnologías de eficiencia energética en el ámbito urbano. Una de las principales experiencias en Europa es el proyecto DISCERN, cuyo objetivo es conseguir una monitorización y control más eficiente de las redes de distribución. El proyecto se destaca por las soluciones innovadoras que estudia y el despliegue de contadores inteligentes llevado a cabo por ENEL en Italia, al ser la primera implantación masiva de esta tecnología en Europa. Por otro lado, en EE. UU se pueden destacar el proyecto Baltimore Gas and Electric centrado en la gestión de cargas y el proyecto Austin Energy Smart Grid, una de las primeras experiencias en el país y cuyo objetivo es la integración de generación distribuida.

En el caso del sistema eléctrico colombiano, si bien a día de hoy su dimensión permite atender las necesidades de consumo actuales, las estimaciones disponibles en el Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2014-2028 de la UPME (2014) prevén que es necesario un aumento de casi el 50% de la capacidad instalada para poder afrontar el aumento de demanda hasta el año 2030. Este incremento de capacidad no es posible sin la puesta en marcha de nuevos proyectos de expansión de la red eléctrica que puedan suplir estas necesidades.

En el presente Estudio se han analizado las soluciones basadas en RI como solución a las necesidades actuales y futuras de la red eléctrica de distribución del SIN colombiano. Partiendo de la situación actual y considerando las necesidades futuras se han encontrado que las RI pueden aportar importantes beneficios.

Mejora de la continuidad de suministro.

El aumento en la continuidad del suministro se obtiene en gran parte como resultado de la automatización de la red eléctrica; con el aumento del número de reconectores, la implementación de sistemas de localización de fallas y el Self-Healing se podría llegar a reducir el tiempo de interrupción del servicio de los actuales 29,47 h*usuario/año a 5,44 h*usuario/año., Ver Figura 1.

Figura 1. Reducción del tiempo de interrupción.



Fuente: CIRCE

Reducción de inversiones en la red eléctrica.

El aplanamiento de la curva de la demanda se consigue con el aporte de varias tecnologías RI. Por un lado, los CI y los equipos asociados a ellos permiten desarrollar la gestión de la demanda activa y pasiva, (por el cambio de hábito de los consumidores), y por el otro, los sistemas de generación distribuida y de almacenamiento permiten aportar energía al sistema, lo cual puede contribuir a reducir el pico de demanda en los momentos de máximo consumo. Este aplanamiento de la curva de demanda permite reducir la necesidad de inversiones para aumentar la capacidad del sistema eléctrico, puesto que en caso de aumentar la demanda, el aumento podría ser desviado a horas valle en las que la demanda es reducida. La implementación de las tecnologías RI permitirían un ahorro de inversiones a 2030 de 2.207 millones de USD (6,62 billones COP).

Reducción de pérdidas técnicas y no técnicas.

La reducción de las pérdidas técnicas se fundamenta en la instalación de generación distribuida, por otra parte, la reducción de las pérdidas no técnicas se basa principalmente en la detección de la manipulación de la red eléctrica. Los beneficios previstos son 3.403 GWh/año al final de la implantación en 2030, lo que supondría un ahorro de 408 millones USD/año, (1,22 billones² COP/año)³ a partir de dicha fecha.

Aplanamiento de la curva de demanda y reducción de inversiones en la red de transporte y distribución.

El aplanamiento se consigue con el aporte de varias tecnologías RI o SG. Por un lado, los CI y los equipos asociados a ellos permiten desarrollar la gestión de la demanda (activa y pasiva, por el cambio de hábito de los consumidores) y, por otro, los sistemas de generación distribuida y de almacenamiento permiten aportar energía al sistema, lo cual puede contribuir a reducir el pico de demanda en los momentos de máximo consumo. Este aplanamiento de la curva de demanda permite reducir la necesidad de inversiones para aumentar la capacidad del sistema eléctrico puesto que en caso de aumentar la demanda, dicho aumento podría ser desviado a horas valle en las que la demanda es reducida. La implementación de las tecnologías RI permitirían un ahorro de inversiones a 2030 de 2.207 millones de USD ($6,46 \cdot 10^6$ millones COP).

Reducción de emisiones

El aumento de la eficiencia contribuye a reducir la cantidad de energía que se debe generar para satisfacer la demanda, mientras que la incorporación de sistemas renovables permite reducir el porcentaje de energía generado con centrales térmicas, que son las que provocan la mayor parte de las emisiones. A esto se unen las emisiones evitadas por la electrificación del transporte. Colombia, a través del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (MINAMBIENTE) se ha comprometido a lograr el objetivo de reducir las emisiones de CO2 de Colombia un 20% respecto a las emisiones previstas para el año 2030 [22]. Las reducciones previstas por la implantación de las RI son entre 2 y 3 millones de Tm de CO2 anuales a partir de 2030, lo que supone aproximadamente un 15% del compromiso total adquirido, ver **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Creación de nuevos mercados en el ámbito del suministro eléctrico.

Las RI suponen la incorporación de nuevas tecnologías que, en la mayoría de los casos, abren la puerta a nuevos mercados en el ámbito de la instalación, operación, mantenimiento y explotación, favoreciendo la creación de nuevos puestos de trabajo. También se aumenta el número de agentes que participan en el sistema eléctrico, en concreto el usuario puede pasar de ser consumidor a ser "prosumidor" (productor y

² 1 Billón COP = 1.000.000.000.000 COP

³ La tasa de cambio utilizada es de 3000 COP/USD. Esta corresponde con la utilizada en el análisis beneficio costo.

consumidor). Como todo nuevo mercado, la incorporación de las RI abre nuevos modelos de negocio donde las Empresas de Servicios Energéticos (ESE) pueden jugar un importante papel reduciendo el riesgo a la inversión y facilitando el mantenimiento de las instalaciones a los medianos y pequeños usuarios a cambio de una parte del beneficio que aportan las RI.

Colombia, a través de instituciones tanto públicas como privadas, así como diversas universidades y centros de investigación y desarrollo han emprendido numerosos proyectos innovadores en el sector de RI. Las experiencias más relevantes desarrolladas en Colombia se muestran en el Anexo 7 "Iniciativas de Redes Inteligentes en Colombia" como un compendio de información recopilado por la Iniciativa Colombia Inteligente. Los principales esfuerzos se centran en proyectos de *Smart Metering* desarrollados por empresas como Codensa, Electricaribe, EMCALI, EPM y EPSA, así como por instituciones de investigación como la Universidad del Valle. Estos proyectos tienen como objetivo principal evaluar los beneficios de la implantación masiva de *CI* en el sistema eléctrico. Igualmente se han desarrollado varios proyectos de automatización de la operación de las redes de distribución, destacando en este caso los impulsados por CHEC y XM.

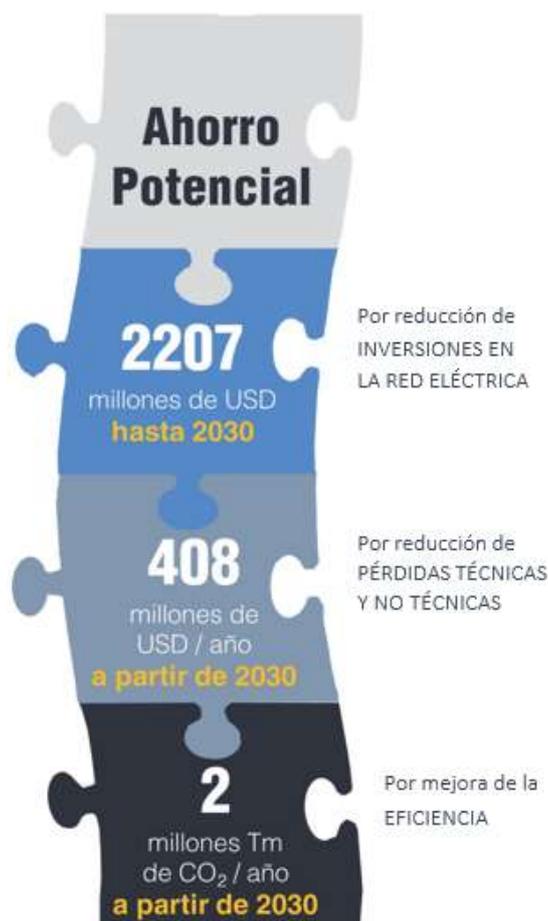
De igual manera son numerosos los proyectos enfocados a la gestión de activos y gestión de la demanda, destacando el proyecto de estrategias basadas en inteligencia computacional para la gestión de potencia eléctrica en ambientes de microgrids de la Universidad del Valle. Cabe resaltar también el proyecto de transporte eléctrico de EPSA en el Valle del Cauca, así como los proyectos que han desarrollado EPM y EPSA para el estudio y adaptación de sistemas energéticos distribuidos.

Estos proyectos están acompañados por el gobierno mediante la creación de leyes que faciliten la implantación de las RI o SG. Como ejemplo, cabe destacar que, desde mayo de 2014 está vigente la Ley 1715 de 2014 (Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, Congreso de Colombia, 2014) por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional de Colombia.

El presente estudio está enmarcado en el proyecto Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación exitosa de una Red Inteligente en Colombia (CO-T1337), dentro de la Componente I, de las tres que integran la cooperación técnica coordinada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) con recursos del fondo de Corea del Sur.

Durante el desarrollo del proyecto se ha contado con la estrecha colaboración del Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), el Ministerio de Tecnología de la Información y las Comunicaciones (MinTic), la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), la Iniciativa Colombia Inteligente, y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), recibiendo continuamente feedback sobre los informes previos, para ajustarlos lo máximo posible a la realidad y necesidades colombianas.

Figura 2. Ahorro Potencial en Colombia



Fuente: CIRCE

Este documento dentro del proyecto "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" financiado por el BID, cuyo objetivo general es:

"Identificar las soluciones de Redes Inteligentes (RIs) y de Tecnologías de la Información y Comunicación (TIC) factibles y con mayor potencial para implementar en Colombia y construir el mapa de ruta para su desarrollo en el país."

Para lograr este propósito, los objetivos intermedios que se cumplimentan son los siguientes:

- Realización de una caracterización del sector eléctrico colombiano en cuanto a oferta, demanda, mercado, regulación, infraestructura y otros aspectos relacionados con las Redes Inteligentes, de tal modo que se identifiquen los sectores y posibilidades de desarrollo de las soluciones RI en Colombia.
- Selección de aquellas experiencias representativas de ámbito internacional y selección de las mejores prácticas que permitan aplicar una metodología con la que proponer soluciones RI y TIC adaptadas a Colombia.
- Desarrollo de un diseño y arquitectura de Tecnologías de Información y Comunicación que soporte las soluciones de Redes Inteligentes propuestas basándose en un análisis comparativo de las experiencias anteriores y mejores prácticas identificadas, asegurando que estas soluciones desarrollan una red de comunicaciones interoperable, segura y escalable para las soluciones de RI actuales y futuras.

-
- Desarrollo de una metodología que permita estudiar la viabilidad técnica, regulatoria, económica y financiera para las soluciones de RI y TIC propuestas.

El Objetivo final del proyecto es la Elaboración de un Mapa de Ruta para el desarrollo de RI en Colombia con Horizonte 2030, se definirá el despliegue estratégico a realizar en Colombia hasta dicho horizonte.

2. Caracterización y Análisis del Sistema Eléctrico enfocado a Redes Inteligentes

2.1 Caracterización del sistema eléctrico colombiano

Red Eléctrica

La red eléctrica colombiana se puede clasificar en dos grupos: SIN y ZNI. El SIN agrupa a todos los sistemas interconectados del país: sistema de generación, sistema de transmisión nacional y sistema de distribución. En este sistema se incluye el 98,9 % de la generación instalada en Colombia.

Dada la gran diferencia de tamaño entre ambos sistemas, este proyecto se ha centrado en el estudio de las tecnologías RI en el SIN. Dentro del SIN, el estudio se centra en el Sistema de Transporte Regional (STR) y en los Sistemas de Distribución Local (SDL) que son los encargados de conectar el Sistema de Transporte Nacional (STN), y las redes de baja tensión que permiten suministrar la energía eléctrica al usuario final.

La mayor parte de la potencia instalada en Colombia corresponde a grandes centrales hidroeléctricas, alcanzando el 64% de capacidad de generación total. Las grandes centrales térmicas suponen el 31% de la potencia instalada y las pequeñas plantas que incluyen generación hidráulica, térmica y eólica representan el 4%. Por último, un 1% de la potencia instalada en el país corresponde con plantas de cogeneración que reutilizan el calor sobrante en procesos industriales para generar electricidad, aumentando así el rendimiento total del sistema.

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia se realiza a través de 29 Operadores de Red (OR), distribuidos según regiones. Estos OR dan servicio a prácticamente el 100% de los cerca de 13 millones de usuarios del SIN. Los OR constituyen un sector con un gran impacto en la economía del país, aportando el 1,9% del PIB nacional y contribuyendo con más de 36.500 empleos al desarrollo económico de la sociedad colombiana.

La red de distribución del SIN colombiano cuenta con más de 200.000 km de líneas divididas en más de 5.000 circuitos con una media de casi 100 transformadores por circuito, con una potencia media de 62 kVA. Existe una fuerte dispersión tanto en el número de transformadores por línea como en la potencia de los mismos. Las líneas de distribución son predominantemente radiales y aéreas. Es en los entornos urbanos donde existe un mayor porcentaje tanto de redes malladas como de redes subterráneas, aunque el número es bajo en ambos casos.

El sistema de distribución se puede clasificar en tres tipos de circuitos según la localización y tipo de carga que alimentan: urbano (50% de usuarios domésticos, 40% comerciales y 10% de industriales), industrial (50% usuarios domésticos y 50% usuarios industriales) y rural (90% usuario doméstico y 10% industrial). En este estudio se ha considerado adicionalmente un circuito tipo para la zona Caribe, con el mismo porcentaje de usuarios que el escenario urbano pero con alto consumo de energía reactiva debido al elevado número de equipos de aire acondicionado instalado en esa zona.

Usuarios del SIN

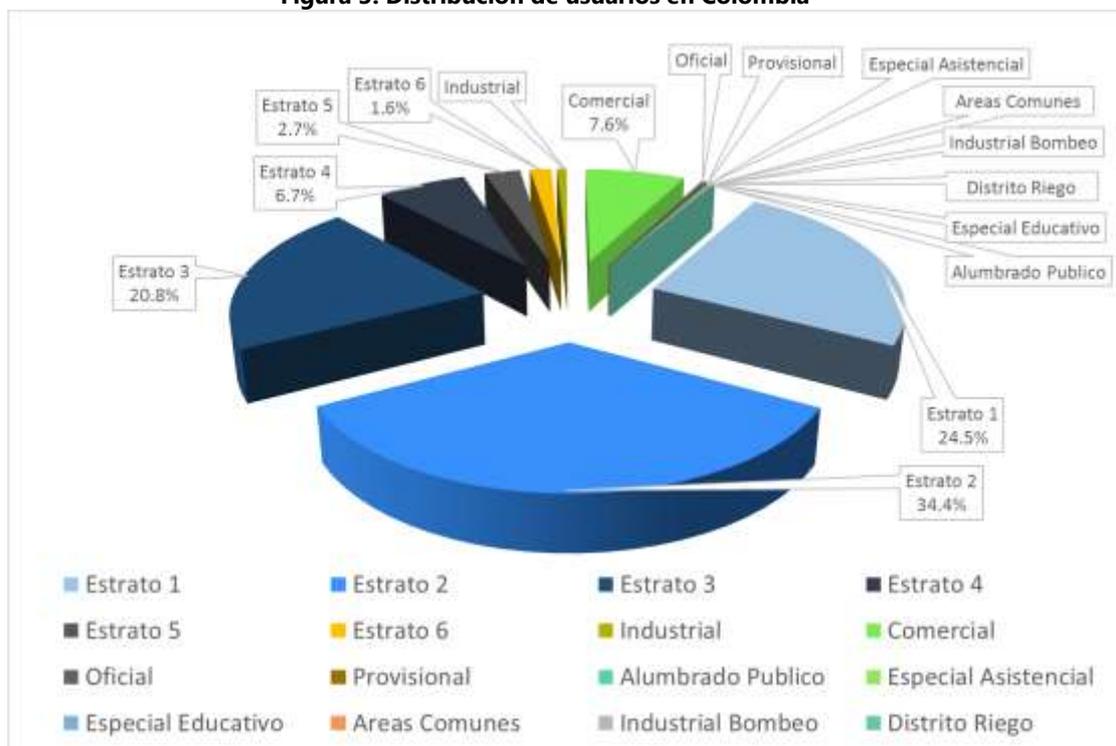
Los usuarios del Sistema Interconectado Nacional (SIN) están clasificados en regulados (99,9%) y en no regulados (0,1%).

- **Los usuarios regulados** deben realizar con una demanda de energía inferior a 55 MWh/mes o tener una potencia contratada inferior a 0,1 MW. Para este tipo de cliente la tarifa está regulada por la CREG y depende del estrato socioeconómico al que pertenece el usuario. El 73% del consumo de la red de distribución corresponde a usuarios regulados. El 90% del total

corresponde a suscriptores del sector residencial, siendo los más numerosos los de los estratos 1, 2 y 3 (Figura 3).

- **Los usuarios no regulados** deben tener un consumo promedio durante los últimos 6 meses superior a los 55 MWh/mes o una potencia superior a 0,1 MW y pueden contratar su suministro en el mercado mayorista, es decir, pueden negociar la tarifa directamente con las comercializadores fuera de los precios fijados por la CREG. Según el Sistema Único de Información (SUI), un 27% de la energía consumida en Colombia corresponde con usuarios no regulados.

Figura 3. Distribución de usuarios en Colombia



Fuente: CIRCE

Ver Anexo 1 "Características del Entorno Colombiano" para detalles adicionales referentes a las características de los usuarios del SIN.

Carga del SIN

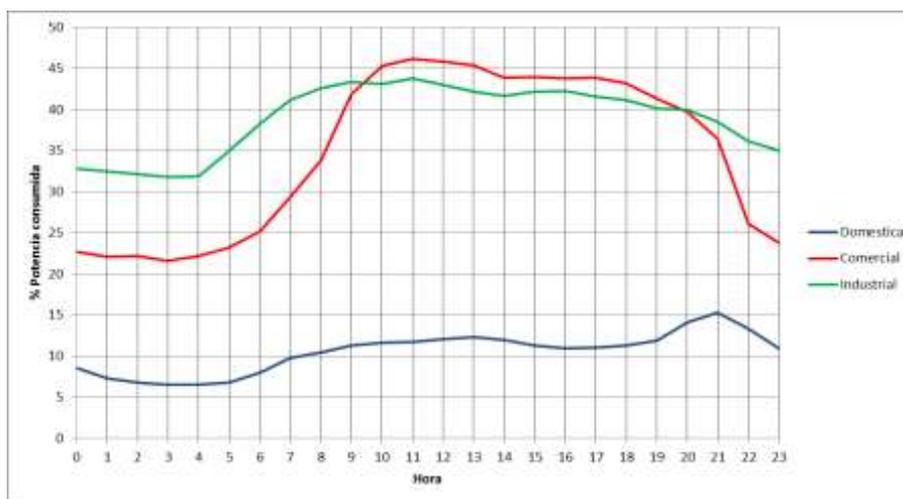
Antes de presentar los diferentes escenarios en los que se van a realizar las simulaciones, es necesario detallar la caracterización de cada tipo de carga que componen los sistemas a estudiar. La curva de carga describe el comportamiento diario de la red respecto de la potencia activa, reactiva y aparente. Este tipo de curvas permite comparar visualmente la mejora de la eficiencia energética respecto del estado de la red.

La caracterización de la curva de carga del sistema se realiza con el objetivo de fijar su comportamiento respecto del consumo de potencia activa y en función del tipo de carga. Sin embargo, a la hora de caracterizar dicho comportamiento es importante tener en cuenta una serie de factores, y no sólo el tipo de cargas que lo componen, tales como la potencia instalada, la potencia contratada, la ubicación de la red estudiada e incluso el periodo del año en el que se ubica dicho comportamiento.

En el caso del sistema eléctrico colombiano, al tratarse de un entorno con menor afección por el concepto de estacionalidad, la demanda es similar en todos los meses del año. Para seleccionar una

caracterización adecuada de la curva de carga, se ha estudiado la curva de demanda obteniendo una diferencia del 33% entre el pico máximo de demanda y el valor mínimo. Este dato coincide con el caso de la demanda en España durante la estación primaveral, por lo que es posible utilizar curvas de carga realizadas a través de datos estadísticos correspondientes a este país (Red Eléctrica de España, 2015)⁴. Dichas curvas de carga se obtienen a través de datos recogidos anualmente en la red española de distribución. Incluyen un porcentaje de consumo de potencia activa respecto de la potencia contratada asignada a tres tipos de carga diferentes (doméstica, industrial y comercial). A continuación se presentan las curvas de demanda según el tipo de carga, ver Figura 4.

Figura 4. Caracterización Estadística de los Tipos de Carga a Implementar



Fuente: CIRCE

De este modo, es posible modelar el comportamiento de la demanda del sistema en cada red tipo a estudiar, en función de la concentración de tipo de carga con la que se caracteriza cada red.

Modelos simplificados de la Red de Distribución

A continuación se muestran los modelos simplificados de la red que van a ser utilizados en el proceso de evaluación de las funcionalidades RI que permitan cuantificar el beneficio logrado en función del grado de implantación de cada una de ellas.

⁴ Con el objetivo de contar con los valores de Colombia se han buscado tanto en las empresas como en entidades del gobierno las curvas de carga, sin embargo, en Colombia no es habitual el uso de esta información por sectores de consumo puesto que los esquemas de remuneración y regulación no lo exigen ni promueven. La curva de carga del sistema colombiano solo se analiza a nivel agregado o como mucho diferenciando entre usuarios regulados y no regulados. Por este motivo se utiliza la información de la curva de carga de España.

Los sistemas eléctricos de distribución pueden clasificarse en función de los niveles de tensión que los caracterizan, identificando las redes de MT y las redes de BT. Las redes de MT, también conocidas como sistemas de distribución primarios, comprenden tensiones de entre 1 kV y 36 kV; mientras que, las redes de BT son sistemas de distribución secundarios cuyo nivel de tensión suele ser 400 V. La función principal del sistema de distribución es suministrar la energía a los consumidores dentro de un área eléctrica específica.

En el sistema de distribución colombiano, el 89% de las líneas corresponde al sistema de distribución, y los niveles de tensión se sitúan entre 1 kV y 57,5 kV, en lo que se refiere a redes de MT, y entre 0 y 1 kV en el caso de las redes de BT. Esta información es clave a la hora de establecer las redes tipo para simulación que caractericen el sistema Colombiano, ya que el objetivo técnico principal de esta evaluación es la validación de los resultados de simulación de los KPIs.

En primer lugar, se ha seleccionado una red de distribución tipo que comprenda dos niveles de tensión, uno de BT y otro de MT. Este sistema ha sido obtenido a partir de la topología marcada por el modelo de red CIGRE (Council on Large Electric Systems). Al tratarse de una red reconocida mundialmente, y exportable a cualquier formato, la escalabilidad al sistema Colombiano ha consistido básicamente en la adaptación de las cargas definidas en función de las características de potencia instalada, los niveles de tensión, y los tipos de cable típicos de la red de Colombia. De este modo, se presenta un circuito tipo que permite simular una red con las características principales del sistema energético de distribución colombiano, de modo que permita validar los resultados obtenidos para los KPIs de pérdidas técnicas, el aplanamiento de la curva de demanda y el aumento del factor de potencia.

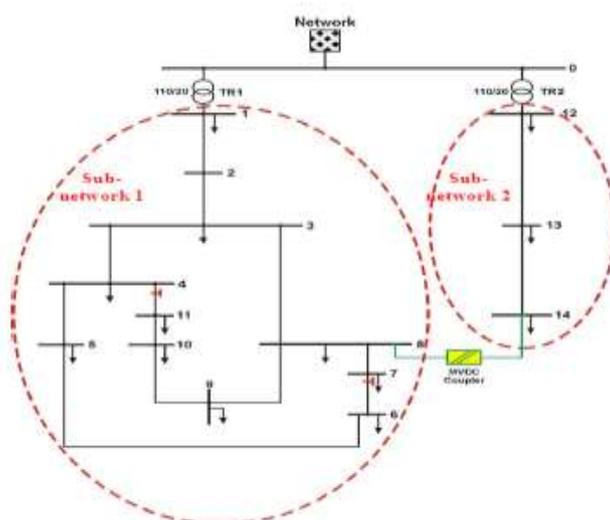
Para la simulación de incidencias de continuidad de suministro se necesita contar con información de la topología concreta de subestaciones de MT/MT y MT/BT, número concreto de nudos y clientes y, por supuesto, del índice de continuidad de suministro actual. Como se puede comprobar, este tipo de informaciónes son intrínsecas de un sistema concreto. Por ello, en el caso de la evaluación del KPI de continuidad de suministro se utilizarán dos redes reales de OR de Colombia, más concretamente una red tipo urbana (ELECTRICARIBE) y otra de tipo rural (CODENSA), ya que este tipo de simulaciones requieren de una serie de datos más específicos.

Por lo tanto, en referencia a las aportaciones precedentes, en los siguientes apartados se presenta la red CIGRE y sus principales características, y una vez presentado el modelo de red tipo básico, se procede a introducir la tipología de red que se ha seleccionado para caracterizar el sistema de distribución colombiano. Por último, se presentarán en detalle los circuitos considerados para la simulación del KPI de continuidad de suministro.

Red tipo CIGRE

La red tipo de distribución en MT corresponde a la CIGRE Task Force C6.04.02 (B. BUCHHOLZ, 2004). Esta red contiene dos feeders, uno en explotación mallada y otro en explotación radial, con el objetivo de poder realizar estudios de integración de fuentes de generación renovable ya fuera en una topología urbana (primer feeder), como en topologías rurales (segundo feeder). En la Figura 5 se puede observar el esquema correspondiente a esta red tipo.

Figura 5. Red de distribución en MT tipo CIGRE



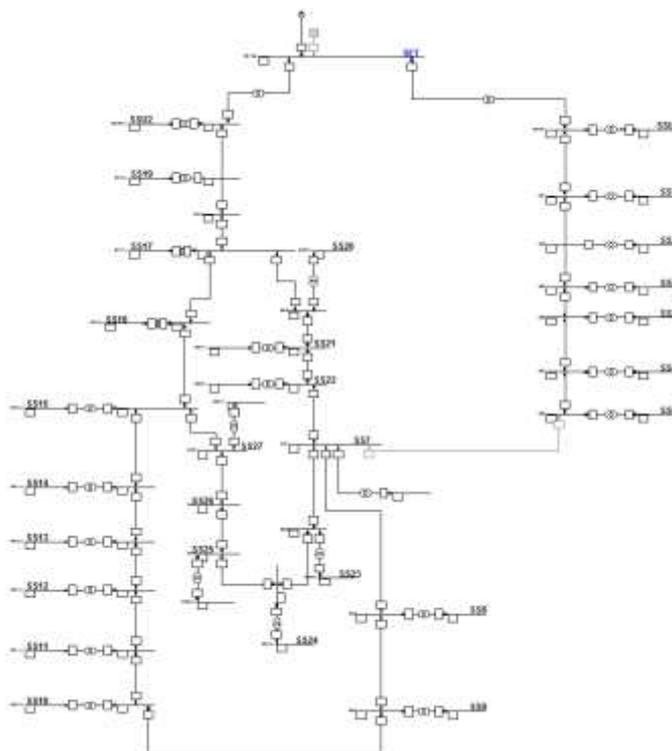
Fuente: CIGRE, CIRCE

Como se puede observar, la red CIGRE para redes de distribución se compone de un total de 14 nudos repartidos en dos feeders, de manera que sin entrar a precisar tipos de cable ni longitud, se cuenta con un sistema cuya arquitectura puede ser variada en función del sistema a caracterizar.

Red tipo del sistema de distribución de Colombia

La red tipo utilizada para simular el sistema de distribución colombiano, se presenta en la Figura 6.

Figura 6. Red de distribución en MT propuesta para la caracterización del sistema de Colombia



Fuente: CIRCE

Las siguientes características obtenidas de las reuniones mantenidas con los OR durante la visita realizada por CIRCE en Junio de 2015 y de la recopilación de información entre algunas de los OR de Colombia, complementan la definición de la red utilizada:

- La red tipo propuesta tiene un total de 30 nudos de MT, 23 de ellos corresponden a la línea de carácter urbano y 7 conforman la línea de carácter rural, de acuerdo con la topología típica de los entornos a los que representan. Las líneas de carácter urbano suelen caracterizarse por estar formadas por un número alto de transformadores en configuración mallada (pero en explotación radial), y las redes de carácter rural o semi-urbano, suelen caracterizarse por ser líneas largas en configuración radial y con un número reducido de transformadores.
- SSUx indican las cabeceras de línea, mientras que los nudos denominados con SSx indican los transformadores de la línea.
- A cada nudo de MT le corresponde un bus de BT, el cual está conectado a través de un transformador de MT/BT de 20/0,44 kV, que dimensiona la red tipo en función de los datos de potencia instalada de la red colombiana.
- La línea que conecta el final del feeder SSU1 con el centro de transformación SS7, perteneciente al mallado de SSU1, se ha modelado como una línea en fuera de servicio, y corresponde al acople MVDC de la red tipo CIGRE. De este modo se separan ambas pero se deja abierta la posibilidad de reconfiguraciones entre ambas líneas.
- La tensión nominal para MT variará en función del escenario de simulación, de acuerdo con la tipología de las redes colombianas en función del entorno, y la nominal en el lado de BT es de 0,44 kV.
- De acuerdo con las redes de distribución en Colombia, la mayoría de sistemas urbanos se caracterizan por un nivel de tensión de 13,2 kV para MT por lo que este será el nivel de tensión seleccionado para este escenario. Por este motivo, el feeder de entorno mallado y explotación radial se caracteriza con este nivel de tensión como nominal. Por otro lado, los circuitos de entorno rural se diseñan con dos niveles de tensión mayoritarios, 34,5 kV y 44 kV. De esta manera, el feeder de entorno y explotación radial es modelado con un nivel de tensión de 34.5 kV como tensión nominal en MT.
- Para poder realizar el suministro en los distintos niveles de tensión se han utilizado dos tipos de transformador de MT/BT ver Tabla 1, uno de 13,2/0,4 kV (*Yueqing changnan electrical factory*) y otro de 35/0,4 kV (*Jinshanmen Electrical Co.*), ambos ajustados a las características de potencia instalada, ver Tabla 1.

Tabla 1. Tipos de transformador utilizado en la Red de distribución en MT propuesta para la caracterización del sistema del sistema de Colombia

Fabricante	Potencia nominal (kVA)	Lado de AT (kV)	Lado de BT (kV)	Tensión cortocircuito (%)	de Pérdidas en el cobre (kW)	Pérdidas sin carga
Jinshanmen Electrical Co	100	35	0,44	6,5	1,21	0,29
Yueqing changnan electrical	63	13,2	0,44	4	1,04	0,2

Fuente: CIRCE

Prácticamente la totalidad del sistema se caracteriza con líneas aéreas, excepto los dos primeros tramos de la línea de entorno mallado (SSU2), en los que se utiliza un tipo de cable subterráneo. Por este motivo se utilizan tres tipos de cable, dos en el entorno mallado y un solo tipo en el entorno radial, que se muestran en la Tabla 2.

Tabla 2. Tipos de cable utilizado en la Red de distribución en MT propuesta para la caracterización del sistema de Colombia

Tipo de cable	Tensión nominal (kV)	Corriente máxima (kA)	R' (Ohm/km)	X' (Ohm/km)	L' (Ohm/km)
Rural aéreo AAAC calibre 63 mm	34,5	0,282	0,454	0,497	1,582
Urbano Subterráneo XLPE	13,2	0,315	0,534	0,654	2,081
Urbano aéreo ACSR 2/0 AWG	13,2	0,276	0,424	0,53	1,687

Fuente: CIRCE

Escenarios de simulación

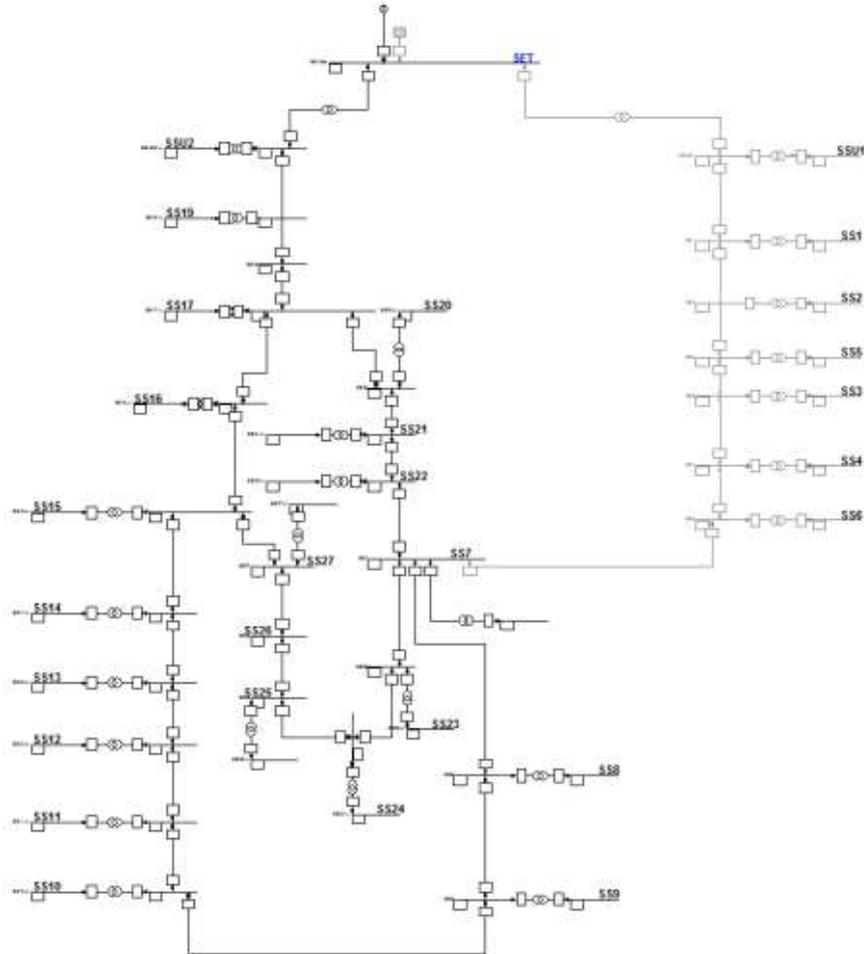
A partir de la topología de circuito y de la caracterización estadística del tipo de carga expuestas en los apartados anteriores, se realizarán cuatro escenarios diferentes: urbano, industrial, zona Caribe y rural. A continuación se explicarán las principales características que detallan la configuración de los diferentes modelos a estudiar.

Escenario Urbano

El escenario urbano corresponde al feeder que cuelga de SSU2, de explotación mallada en anillo, y que cuenta con varias posibilidades de reconfiguración. La línea de explotación radial que cuelga de SSU1, no se incluye como parte de este sistema, ya que en un entorno urbano es necesaria una topología con varias posibilidades de interconexión por medio de configuraciones en anillo.

Este escenario, Figura 7 está compuesto por un total de 23 transformadores de MT/BT conectadas en su mayoría por tramos aéreos, a excepción de los tres primeros tramos de la línea que serán caracterizados por un tipo de línea subterránea. Al seleccionarse el feeder de entorno mallado, los niveles de tensión nominales serán 13,2 kV en MT y 0,44 kV en BT.

Figura 7. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución urbano⁵



Fuente: CIRCE

Para la caracterización del comportamiento del consumo en este sistema se utilizarán unos perfiles de carga definidos en función del tipo de carga, que en el caso de un entorno urbano es mayoritariamente doméstico y comercial:

- 50% doméstico
- 40% comercial
- 10% industrial

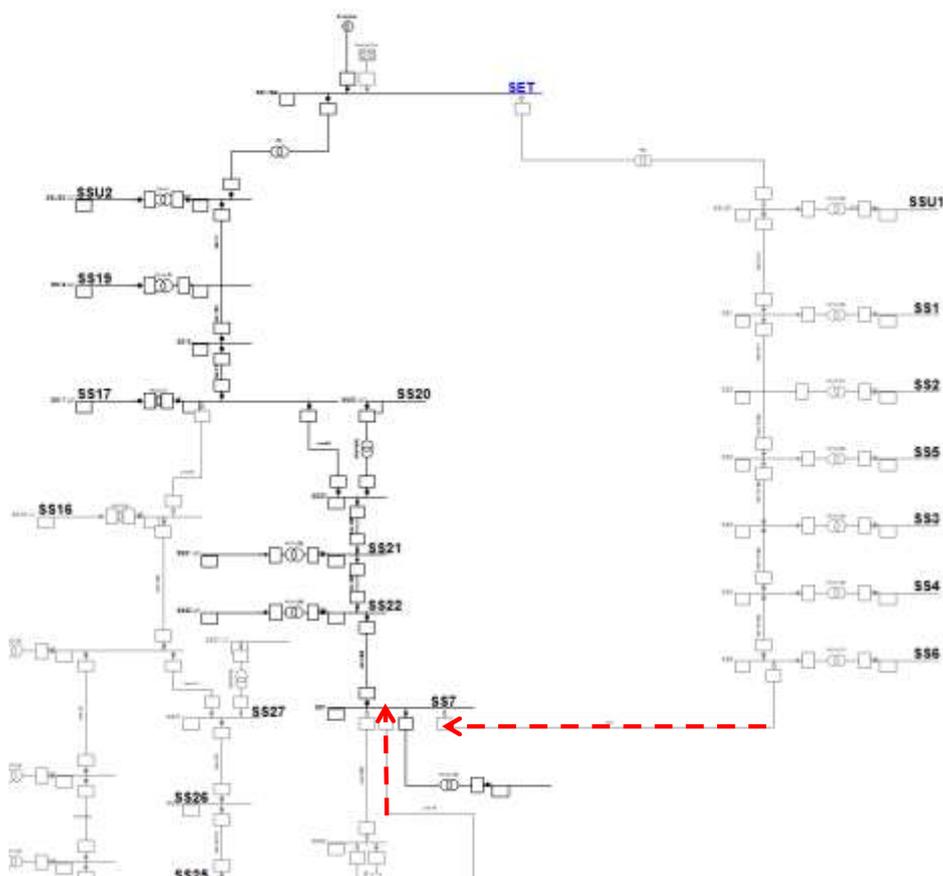
⁵ Los símbolos cuadrados que aparecen en los esquemas de los circuitos no representan equipos de maniobra. Esta es la representación que DlgSILENT hace de la conexión entre los diferentes componentes del circuito

Escenario Industrial

En el escenario industrial se utiliza parte de la línea que cuelga de SSU2 ya que por tipología las redes de carácter industrial suelen ser líneas más cortas que cuentan con pocos transformadores pero el consumo de éstas es mayor por cliente que en las de carácter doméstico. A la explotación radial en condiciones normales, se le une la posibilidad de conexión con líneas adyacentes por medio de un punto frontera, marcado por las flechas en rojo, tal y como se observa en la Figura 8.

En este caso, el sistema se compone de 8 transformadores de MT/BT, con tres tramos caracterizados por líneas aéreas y 4 tramos de líneas subterráneas. Los niveles de tensión nominales son los mismos que en el caso precedente, al tratarse de una porción del escenario urbano.

Figura 8. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución industrial



Fuente: CIRCE

El consumo del sistema se modela en base a un carácter industrial, en concreto:

- 50% doméstico
- 50% industrial

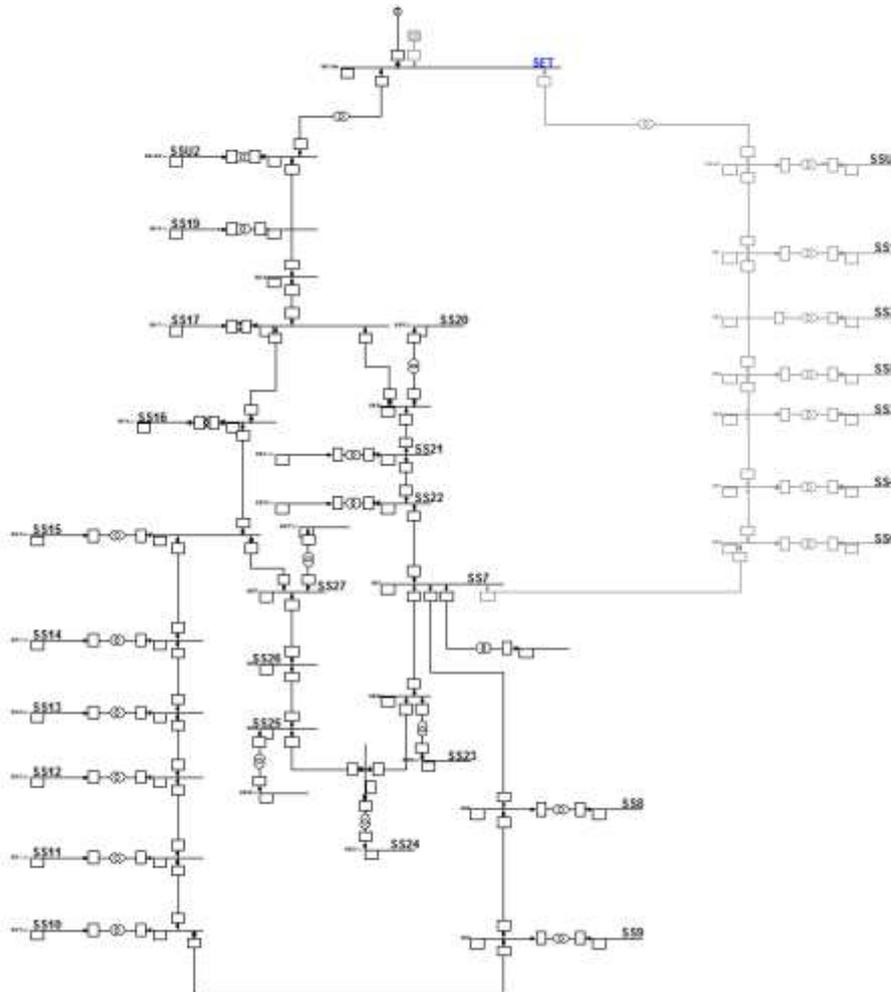
Escenario Zona Caribe

La red seleccionada para la caracterización de la zona Caribe, ver Figura 9, tiene la misma topología que la del entorno urbano, ya que esta zona se compone de una mayoría de usuarios de este tipo. La única diferencia respecto del escenario urbano es la caracterización de sus cargas, ya que son modeladas con un factor de potencia más bajo que las del entorno con la misma tipología, debido a que es uno de los

factores más relevantes y característicos de este escenario. Precisamente este es el motivo por el que se ha incluido este escenario en el estudio, dado que en la zona Caribe el número de equipos de equipos de aire acondicionado es muy elevado. Por ello se produce un gran consumo de energía reactiva que provoca que la red pueda llegar a operar con valores de factor de potencia próximos a 0,7.

Al tratarse de la misma red del sistema que en el caso urbano, ver (Figura 7), los niveles de tensión presentados en ese caso son los mismos.

Figura 9. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución de la zona Caribe



Fuente: CIRCE

Como se ha comentado, el sistema de la zona caribe es similar al urbano a excepción del modelado de las cargas. Por dicho motivo, el único cambio que se implementará en el modelado del consumo será el de un factor de potencia más bajo, por debajo del 0.9 del escenario de las cargas urbanas. De este modo los índices de tipo de carga son los siguientes:

- 50% doméstico
- 40% comercial
- 10% industrial

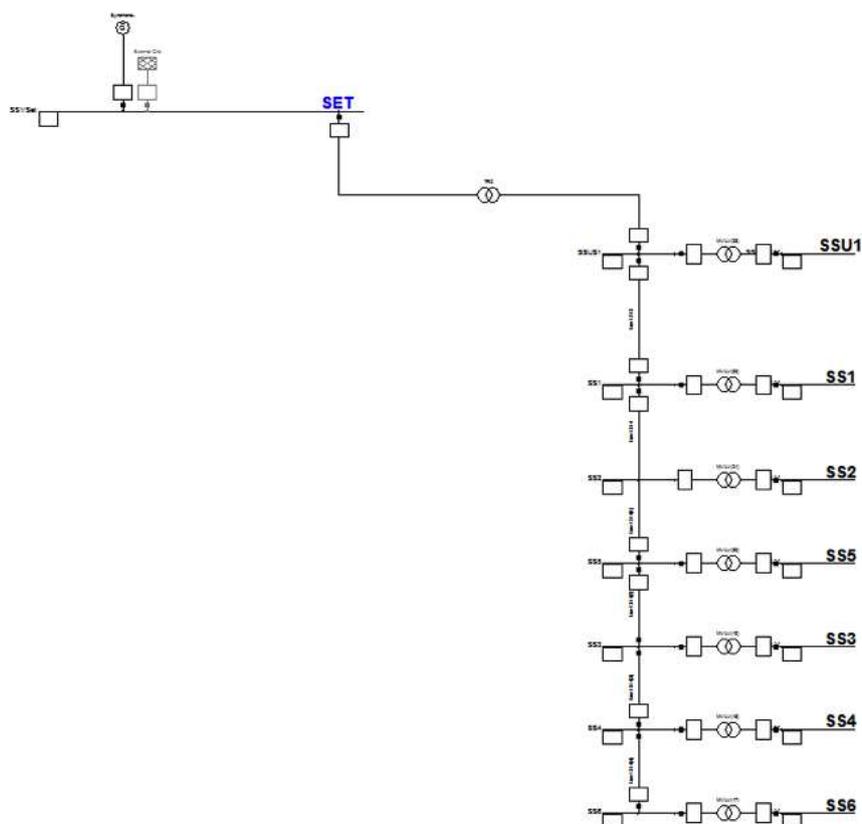
Escenario Rural

Por último, en el escenario rural se ha seleccionado la línea que cuelga de SSU1, por su tipología radial, y no se le añaden puntos frontera de conexión con líneas adyacentes. Por ello, este sistema se compone de pocos transformadores pero con distancias muy grandes entre ellos (del orden de los 30 km).

El escenario rural mostrado en la Figura 10, corresponde al feeder que cuelga del nudo SSU1 de la red tipo principal, ver

Figura 6, cuya explotación es radial. El nivel de tensión nominal seleccionado en este feeder es de 34,5 kV en MT y de 0,44 kV en BT.

Figura 10. Red propuesta para el estudio de un sistema de distribución rural



Fuente: CIRCE

La caracterización del consumo del escenario rural se hace con el siguiente reparto:

- 90% doméstico
- 10% industrial

Circuitos tipo para la evaluación de la continuidad de suministro

Para la evaluación de la continuidad de suministro se ha considerado un circuito tipo en un entorno urbano, el circuito 10837601 del OR ELECTRICARIBE (CREG, 2014) y otro circuito tipo en un entorno rural LM12D del OR CODENSA (CREG, 2014).

El circuito considerado en el entorno urbano está situado en la Llanura Caribe que cuenta con una densidad de población de 72 hab/km². El circuito es de topología radial pero se encuentra explotado radialmente y tiene una longitud total aproximada de 112 km y cuenta con 265 transformadores. De la información obtenida para este circuito se sabe que cuenta con un nodo de alimentación por suplencia, como se desconoce su posición exacta se ha considerado que se encuentra en el extremo opuesto de la cabecera del circuito.

El circuito considerado para el entorno rural está situado en la región Montaña centro y el área en la que se encuentra tiene una densidad de población de 20 hab/km². Cuenta con 228 transformadores y una longitud total de 172 km.

El reparto de la carga a lo largo de los circuitos se ha hecho considerando que está repartida de manera uniforme a lo largo de toda su longitud y el número total de usuarios se ha obtenido a partir de la longitud del circuito y de la densidad de población del área en la que se encuentra. Según este criterio, el circuito que se encuentra en un entorno urbano suministra a 1613 usuarios, mientras que el que se encuentra en un entorno rural lo hace a 688 usuarios.

2.2 Principales oportunidades de las RI en Colombia

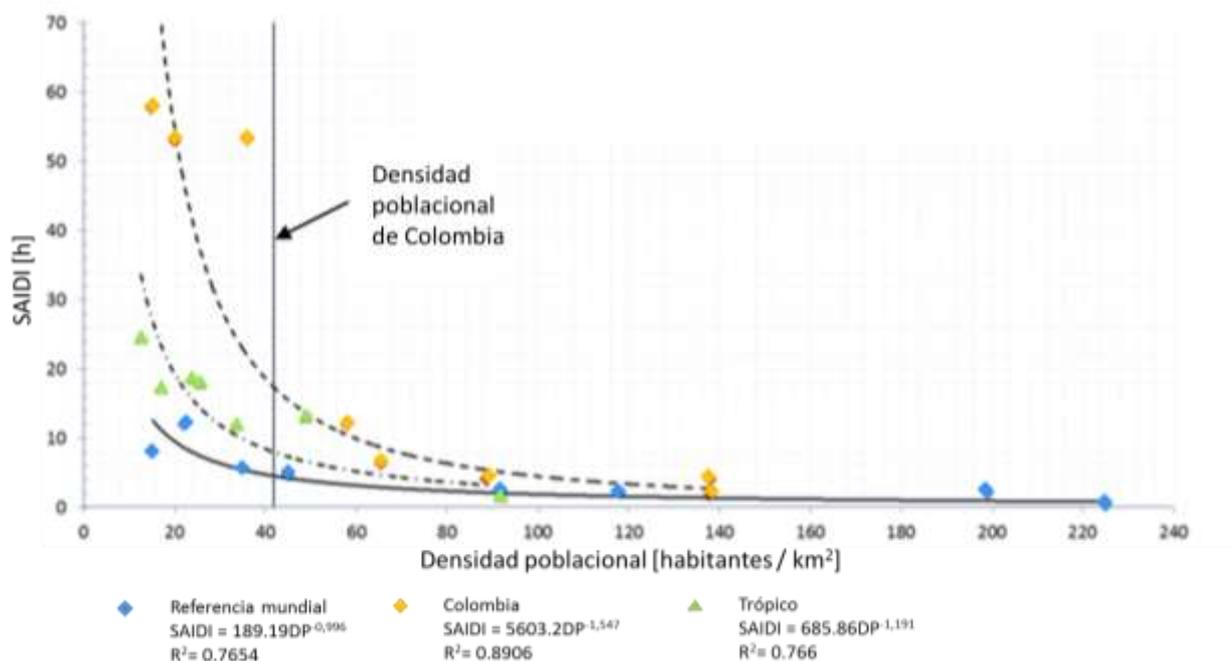
Continuidad del suministro

La continuidad de suministro del sistema eléctrico se puede caracterizar, por un lado, con el tiempo de interrupción de suministro eléctrico, mediante el uso del indicador SAIDI (System Average Interruption Duration Index), y por otro lado a través del número de interrupciones, aspecto cuantificado por el indicador SAIFI (System Average Interruption Frequency Index).

Según el informe "Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN" realizado por encargo de la CREG (Mercados Energéticos Consultores, 2015), el valor del indicador SAIDI en Colombia es de 29,47 h/año, mientras que el SAIFI fue de 41,44 interrupciones de suministro durante el año 2013, ver Figura 11.

La aportación de las RI a la mejora de la continuidad de suministro se verá reflejado fundamentalmente en la reducción del SAIDI, ya que con la instalación de automatización en la red puede reducirse notablemente la duración de la interrupción. Sin embargo no es tan clara la consecuencia de la reducción del número de interrupciones, si bien es cierto que con una mejora en la gestión de los activos y operación de la red se puede evitar o retrasar la aparición de averías y las consiguientes interrupciones adicionales. Con todo ello, el estudio se centra en analizar la mejora del SAIDI en Colombia.

Figura 11. Gráfica comparativa del SAIDI en función de la densidad poblacional - DP para Colombia, el Trópico y referencia mundial (escala lineal)



Fuente: Circular 036 CREG, 2014

Atendiendo a los valores de SAIDI en varios países europeos y en Estados Unidos, se podría concluir que el SAIDI en Colombia tiene un gran margen de mejora, ver Tabla 3.

Tabla 3. SAIDI para países europeos y EE.UU. (CEER, 2014)

País o Estado	Densidad de población (hab/km ²)	SAIDI (h/año)
Alemania	255	0,3
Reino Unido	266	0,35
Holanda	501	1,4
España	92	2
Francia	118	2,2
Italia	199	2,2
EE. UU.	35	5,7

Fuente: CEER, 2014

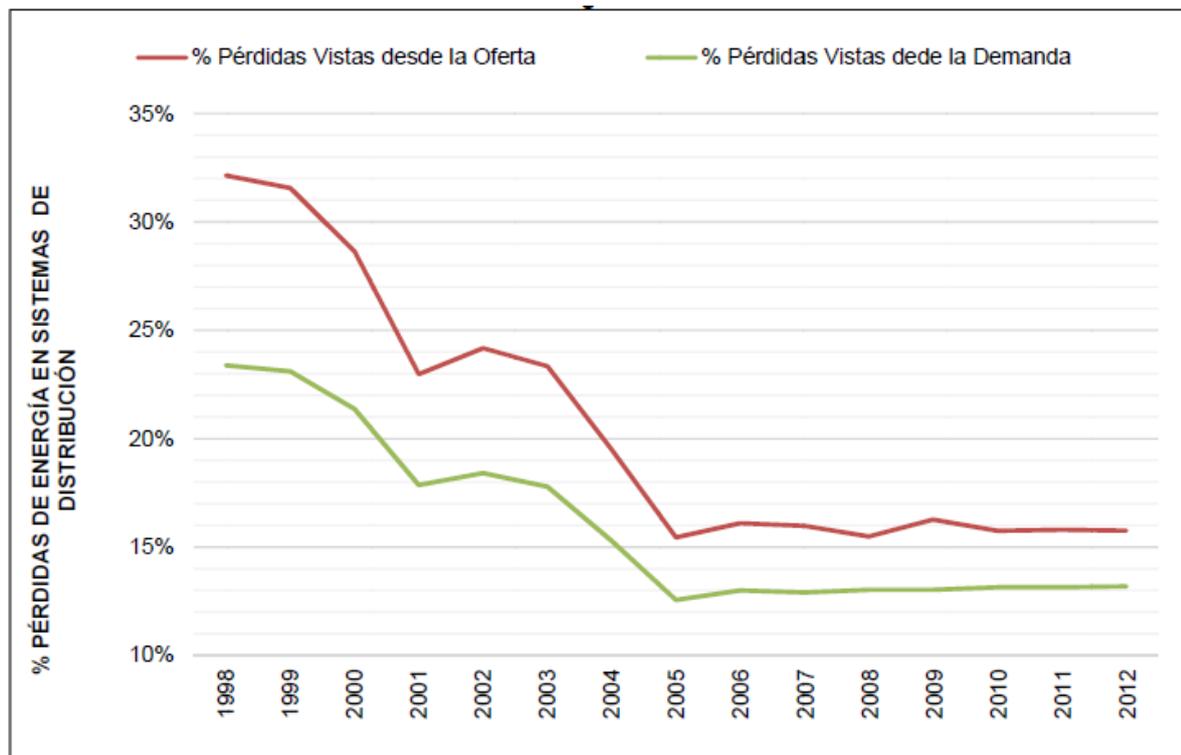
Para definir un valor objetivo del indicador SAIDI para Colombia, es necesario tener en cuenta factores adicionales como la densidad de población y el clima, que condicionan la duración de la interrupción. Dado que Colombia tiene una densidad de población de 44 hab/km² (Banco Mundial, 2015), los datos mostrados en la Figura 11 (Circular 036 del CREG, 2014) permiten inferir que un objetivo razonable para Colombia es un SAIDI de 10 horas por usuario y año, casi tres veces inferior al valor actual.

Pérdidas de electricidad

En lo que respecta a las pérdidas del sistema, según se aprecia en la Figura 12, las que se corresponden con la red de distribución se pueden cifrar en un 15,7 % en 2012.

Se considera que la mitad de estas pérdidas, denominadas pérdidas técnicas, son inherentes a la generación y transporte de energía y que la otra mitad, pérdidas no técnicas, se deben a hurtos, errores de medida, entre otros.

Figura 12. Pérdida de energía en el sistema de distribución.



Fuente: UPME, 2013

Al comparar los valores mostrados en la Tabla 4 (Banco Mundial, 2012) con las pérdidas en Colombia se aprecia que, aunque se hayan reducido notablemente en los últimos años, las pérdidas de la red de distribución colombiana son sensiblemente superiores a las de EE. UU. y en la mayor parte de los países europeos, cuyos valores son considerados como objetivos que debe alcanzar el SIN a medio plazo. Si se considera que en estos países las pérdidas no técnicas son prácticamente despreciables frente a las técnicas, se podría afirmar que los valores de pérdidas técnicas del SIN colombiano están próximos a los de los países considerados en la tabla, mientras que es en las pérdidas no técnicas en las que existe un importante margen de mejora, en el que las RI pueden jugar un papel fundamental.

Es importante destacar el fuerte descenso que experimentaron las pérdidas en la red de distribución entre los años 1998 y 2005. Pasaron de representar casi un tercio de la energía suministrada a situarse en el entorno del 15%.

Tabla 4. Pérdidas en el sistema eléctrico en diferentes países.

País o Estado	SAIDI (h/año)
Alemania	4
Holanda	4
EE. UU.	6
Francia	7
Italia	7
Reino Unido	8
España	9

Fuente: Banco Mundial, 2012

2.3 Análisis DOFA de las RI y TIC en Colombia

Los sectores de RI y TIC son la evolución que requiere la sociedad para obtener un mejor beneficio y uso de la energía. Su desarrollo requiere de inversión en nuevas tecnologías, así como la reducción de los costos asociados.

Tras la revisión del estado actual del sistema de distribución eléctrica en Colombia (*ver Anexo 1*) y las experiencias internacionales en RI (*ver Anexo 3*) y, teniendo en cuenta el desarrollo actual y futuro de las tecnologías relacionadas con las RI se puede concluir el siguiente DAFO para el desarrollo de las RI en Colombia.

Fortalezas

- Política nacional enfocada a conseguir los retos que se pueden derivar de las RI.
- Know-how adquirido en el reciente proceso de automatización del STN.
- La reducción de pérdidas lograda durante la década pasada.
- Niveles de calidad de energía altos en algunas zona urbanas.

Debilidades

- Tiempos de interrupción de suministro elevados (alto ITAD)
- Bajo nivel de automatización en las redes de distribución del SIN
- Alto nivel de redes radiales.
- Elevado porcentaje de pérdidas no técnicas que principalmente corresponde con hurtos de energía.
- El sector eléctrico cuenta con una larga vida que hace que sus principales actores sean reacios a los cambios
- Existen amplias regiones con zonas de difícil acceso
- Falta de definición de unos objetivos claros para las redes del país.
- Nivel de estandarización en el sector de las RI

Oportunidades

- Reducción de las pérdidas técnicas del sistema.
- Recurso solar elevado en la mayoría de las regiones del país.
- Gestión de la demanda para conseguir el aplanamiento de la su curva.
- Integración de fuentes de energía renovable no convencionales en la red.
- Incremento de la información y por tanto del control del consumo.
- Aprovechamiento de la política de incentivos actuales para la mejora de la eficiencia y de la calidad de red.

Amenazas

- Inversión necesaria para el desarrollo de las RI
- Desarrollos tecnológicos cambiantes, sobre todo en el sector de las TIC.
- Desarrollos inmaduros en parte de las tecnologías necesarias para el desarrollo de las RI.

Las RI proporcionan una oportunidad para vincular objetivos sociales, financieros, tecnológicos, normativos y políticos.

Colombia está en una buena posición para afrontar un despliegue de tecnologías que doten al sistema de distribución eléctrica de una mayor inteligencia. El sector eléctrico acaba de afrontar la modernización del STN lo que le dota del know-how adecuado para dar el siguiente paso en el sistema de distribución. El sector también ha demostrado un buen comportamiento al reducir las pérdidas del sistema de distribución prácticamente a la mitad desde el año 1998 al año 2005, momento a partir del cual la tendencia de la reducción de pérdidas se ha estabilizado. Aunque los niveles de calidad de energía son bajos en la mayoría de las regiones del país, existen zonas urbanas donde los niveles de calidad son similares a los niveles medios de países europeos. Y, el factor más importante es la clara apuesta del gobierno a la mejora de las redes eléctricas lo que puede dar el impulso definitivo a la implantación de las tecnologías RI.

Según se presenta en el *Anexo 1* donde se caracteriza el sistema de distribución, las principales debilidades del sistema de distribución colombiano son:

- ✓ La falta de calidad de red, principalmente en entornos rurales, aunque, en la mayoría de entornos urbanos las posibilidades de mejora también son importantes.
- ✓ Las pérdidas de energía, tanto las técnicas, como, sobre todo las pérdidas no técnicas.

Estas debilidades junto con los objetivos nacionales en materia de suministro confiable, diversificación de la canasta de energéticos, demanda eficiente de energía y esquemas que promuevan la universalización y asequibilidad al servicio de la energía eléctrica muestran las siguientes oportunidades para las soluciones de RI.

- **Mejoría en la continuidad del servicio**

Según el estudio (*Censo DANE, 2005*), a Colombia, con una densidad de población de 46 personas/km², le debería corresponder un SAIDI de unos 120 minutos. Sin embargo, en el caso urbano el SAIDI es más de 600 minutos (CREG). Es decir existe un amplio margen de mejora, que puede conseguirse con la adecuada implantación de RI. En este caso, la continuidad de servicio en zonas urbanas es fuertemente dependiente de la implantación de un sistema efectivo de autocatización y de la mejora del grado de mallado de la red de distribución. La mejora del suministro eléctrico en las zonas rurales no incluye, a priori, autocatización al tratarse de redes puramente radiales. En estos casos, la mejora debería vincularse al desarrollo de microrredes inteligentes con capacidad para trabajar tanto en funcionamiento conectado a red como en aislado, apoyadas por sistemas de generación distribuida capaz de suministrar energía a las distintas partes de la red que sean susceptibles de quedar aisladas.

- **Mejora de la eficiencia y mejor uso de las instalaciones**

Los contadores inteligentes permiten la introducción de tarifas con discriminación horaria. Este tipo de tarifas permiten al usuario conocer el coste de la energía en cada momento y ajustar sus hábitos para conseguir un ahorro en su factura eléctrica. A su vez, el cambio de hábitos de los usuarios conduce hacia un aplanamiento de la curva de demanda haciendo el sistema más eficiente (disminución de las pérdidas técnicas) y posponiendo inversiones de refuerzo del sistema. El contador inteligente permite a la compañía eléctrica conocer los consumos de electricidad hora a hora lo que la llevará a una mejor previsión de la demanda y a poder ofrecer a los usuarios tarifas cada vez más ajustadas a sus posibilidades. Adicionalmente, el uso de contadores inteligentes permite contratar una tarifa con discriminación horaria o cambiar la potencia sin trámites, de manera inmediata, sin tener que enviar a un operario al domicilio del consumidor.

Los usuarios regulados tendrán más información sobre su consumo que podrán emplear como garantía de servicio ante su compañía y como elemento de uso para tener una participación activa en la demanda. Esta participación también puede contribuir a reducir la necesidad de reservas on-line y también la capacidad de generación.

- **Generación distribuida y mejora de la canasta energética**

La generación distribuida consiste en la generación de energía eléctrica mediante muchas fuentes de generación (en muchos casos renovable), instaladas cerca del punto de consumo. La instalación de generación distribuida puede producir flujos bidireccionales, nuevos perfiles en las tensiones del sistema y otro tipo de situaciones que pongan en riesgo la estabilidad del sistema.

Para solucionar estos problemas, además de la instalación de sistemas de almacenamiento, es necesaria una monitorización del sistema completo que permita lo que se denomina gestión activa de la demanda, que permite ajustar generación y demanda de manera local y global, así como controlar adecuadamente las tensiones del sistema.

La generación distribuida hace que disminuya la dependencia de las grandes centrales. La aplicación más inmediata se encuentra en las ZNI y zonas rurales. En cuanto a la integración en el SIN, una de las opciones más cercanas es la utilización de sistemas de producción fotovoltaica en los tejados de las casas.

La canasta actual es muy dependiente de la hidroeléctrica, por tanto, también del efecto del Niño. La inclusión de la GD debe contribuir a un mix energético más balanceado e independiente de fenómenos climáticos.

- **Universalizar el servicio eléctrico**

Los pequeños sistemas remotos en las ZNI no están conectados a una infraestructura centralizada de energía. En muchos casos, su disponibilidad eléctrica es escasa y en algunos casos no tiene. Cabe recordar que alrededor de dos millones de colombianos no tienen acceso a la electricidad.

Por otra parte, cuando existe el acceso, este es a un coste muy elevado aunque esté subvencionado. El desarrollo de microrredes inteligentes constituye una gran oportunidad para estas regiones, siendo muy importante ligarlo a los recursos locales concretos. Por ello, no podrá hablarse de una única solución respecto al recurso energético, aunque sí cabe hacerlo respecto a la microrred y sus características de control, automatismo e inteligencia. Estas microrredes, en un principio, también pueden ser empleadas como método rentable para las zonas rurales donde pueden contribuir a un acceso a la energía a mejor coste y calidad.

- **Vehículo eléctrico**

Colombia en sus grandes ciudades presenta niveles elevados de contaminación, siendo la principal razón el transporte basado en fuentes fósiles. La movilidad eléctrica (a partir de fuentes no contaminantes) supone un cambio radical en la calidad de vida de las ciudades.

Por otra parte, el desarrollo en el uso de vehículos eléctricos puede traer como consecuencia el aumento del pico de la demanda, por lo que se requiere implementar tecnologías de carga inteligente de vehículos eléctricos. Se debe usar la estrategia de recarga inteligente, donde la recarga de las baterías de los VEs se distribuye a lo largo de las horas valle de demanda.

- **Normativa y regulación**

Actualmente, Colombia tiene varios estándares y normativas relativos a RI. La norma técnica NTC 6079 (ICONTEC, 2014) establece los requisitos mínimos que tienen que cumplir los sistemas de medida para su operación y gestión de forma que mediante su estandarización se eviten futuros problemas de comunicación entre equipos de distintos fabricantes. Esta norma establece que el contenido y la estructura de los datos para la lectura de los CIs deben hacerse según la familia de normas IEC 62056 (IEC, IEC 62056 Data exchange for meter reading, tariff and load control) y ANSI C12.19 (ANSI, 2008) y que los protocolos y las interfaces para la lectura y control de los contadores se debe hacer según las normas IEC 61968-9 (IEC, 2009), ANSI C12.22 (ANSI, 2008) o MultiSpeak (MultiSpeak).

La (Ley 1715 de 2014, Congreso de Colombia), por medio de la cual se regula la integración de las energías no convencionales al sistema energético, es un importante impulso para el desarrollo de la ERNC en Colombia. Tras la aplicación de esta ley se publicó el DECRETO 2469 DEL 2 DE DICIEMBRE DE 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014) y la Resolución CREG 175 de 2014 (CREG, 2014) que establecen que los autogeneradores que quieran entregar sus excedentes a la red deben cumplir los mismos requisitos que se les exigen a los generadores y que deben establecer un contrato de respaldo con el OR al que se conecten.

También existe el denominado Código de Medida que establece las condiciones técnicas y procedimientos que se deben tener en cuenta para efectos de lectura, registro y recolección de los datos de los contadores.

Aunque Colombia cuente con la reglamentación base, es necesario que la regulación se continúe desarrollando para incentivar el desarrollo de las RI.

Por último cabe comentar las distintas amenazas que acechan el desarrollo de RI.

- **Madurez tecnológica y riesgo.**

La constante evolución de las TIC, hacen que no puedan asimilarse a tecnologías estándares y maduras lo que aumenta la sensación de riesgo en la inversión, y las pruebas piloto de escala no son suficientes para ganar en confiabilidad. Que las nuevas tecnologías se puedan volver obsoletas en un corto período no ayuda al desarrollo de RI. Ésta es particularmente la situación con las tecnologías de comunicación, con tecnologías inalámbricas como WiMAX, 3G y 4G, que son aplicaciones de rápida maduración, o como sucede en la interoperabilidad con las denominadas redes HAN en el lado del usuario final.

En cuanto a las tecnologías relacionadas directamente con las funcionalidades de RI cabe destacar que, en la mayoría de los casos los elementos que deben componer los distintos sistemas están todavía en desarrollo.

- **Barreras económicas.**

Un objetivo crucial es conseguir que las inversiones impacten de manera positiva en la economía. Conseguir rentabilidad requiere que la inversión sirva para ahorrar en eficiencia, aplanamiento de la demanda (que es lo mismo que decir mejor uso de las infraestructuras), mayor competitividad (o reducción en el número de horas de interrupción), mayor integración social (con el desarrollo de las microrredes inteligentes), etc. En definitiva probablemente la gran pregunta asociada al crecimiento económico queda estrechamente relacionada con la idea de sostenibilidad en el desarrollo. En el caso colombiano la propiedad de los contares es de los usuarios, esto podría ser interpretado como una dificultad en la introducción de contadores digitales. Aunque no es la principal ya que el resto de soluciones mencionadas en los párrafos anteriores requieren de fuertes inversiones por parte de las compañías que deben tener claro los esquemas que permitan el retorno de la inversión.

Muchos de los desafíos para la implantación de RI están relacionados con la mejora de las infraestructuras de comunicaciones, de forma que se permita una amplia gama de aplicaciones de redes inteligentes. En general, los principales retos de las comunicaciones en RI son:

- En primer lugar, la falta de interoperabilidad puede obstaculizar el despliegue eficaz de las redes de comunicaciones en el entorno de RI. Esto es debido a que muchas empresas eléctricas optan por la utilización de soluciones de redes y protocolos propietarias. La integración de estas redes con futuras versiones de software y hardware es un punto clave. De ahí que muchas empresas de servicios estén considerando la adopción de redes basadas en IP para abordar el problema de interoperabilidad (GTM, 2013). Por ejemplo, el principal desafío de la implementación a gran escala de aplicaciones HAN, es la interoperabilidad y la integración con el sistema de las empresas eléctricas. La interoperabilidad puede resolverse mediante el diseño de sistemas que utilicen modelos de datos comunes basados en estándares internacionales.
- En segundo lugar, las redes de comunicaciones soportadas en la infraestructura eléctrica, se basan en tecnologías de diez años de antigüedad que fueron diseñadas sin tener en cuenta la necesidad de dar servicios bidireccionales a muchos clientes y dispositivos. Esto está estrechamente relacionado con los desafíos en la realización de aplicaciones NAN/FAN, que implicará la actualización de las tecnologías de comunicación existentes para que puedan servir a un gran número de clientes y dispositivos de campo y proporcionar cobertura en espacios exteriores de distinto tipo. Por ejemplo, para transmitir la información de consumo de energía eléctrica a partir de contadores inteligentes, los datos del contador inteligente deben ser encaminados a un concentrador de datos situado en el barrio. El enlace ascendente, desde viviendas a un concentrador de datos en un área urbana, se realiza normalmente mediante redes privadas que pueden constar de enlaces PLC, malla RF y tecnologías celulares.
- En tercer lugar, los requisitos de latencia pueden llegar a ser el tema más importante en la recogida y transmisión de datos, específicamente para aplicaciones de control y protección de

área extendida. Esto se debe a que las aplicaciones WAN están asociadas con requisitos de red más exigentes en términos de ancho de banda, latencia y fiabilidad. Para prevenir en tiempo real cortes en cadena, es necesario transmitir, tanto los datos de los equipos de medida al centro de control, como los comandos de control hacia los elementos de actuación, en pocos milisegundos. Para cumplir con estas exigencias tan altas en aplicaciones WAN, las empresas prefieren utilizar redes privadas de fibra óptica, debido a su capacidad para ofrecer altas velocidades de datos en comunicaciones de larga distancia. La compresión de datos es otra solución para mejorar la eficiencia del flujo de datos y así reducir la latencia. La gestión de la congestión también se puede utilizar para reducir la latencia en condiciones de red con tráfico elevado, ya que permite la clasificación de datos y priorización de los canales de comunicación para situaciones de emergencia (Ward Jewell, 2012).

Por último, con la integración de las TIC y la extensión de aplicaciones de RI como la medición inteligente, fijación de precios, respuesta a la demanda, etc. surgen preocupaciones en relación a la seguridad cibernética y la privacidad de los datos. En un informe del NIST (NIST, 2012), los temas de seguridad cibernética de redes inteligentes se presentan en tres categorías principales: Vol. 1 - estrategia cibernética de redes inteligentes, requisitos de arquitectura y de alto nivel; Vol 2 - Privacidad y la red inteligente; y Vol. 3 - análisis de apoyo y referencias. Otras publicaciones (Liu J., 2012) también discuten cuestiones de seguridad y privacidad cibernética en la red inteligente, como la seguridad de los sistemas de control energéticos, la responsabilidad, la integridad, la confidencialidad y el intercambio de datos. En (Lo C.H., 2013) se desarrolla un marco para detectar actividades maliciosas, proponiendo un algoritmo para colocar sensores en la red eléctrica y mejorar así el rendimiento en la detección, al tiempo que se proporciona observabilidad de la red. Además, como la red eléctrica se ha convertido en una red compleja que comprende un gran número de dispositivos de campo y de usuario, la tendencia es diseñar la infraestructura de comunicaciones para soportar el control distribuido y la operación autónoma de la red, tal como se describe en (Ansari N., 2013). Esto puede considerarse como otro posible desafío en el diseño e implementación de las comunicaciones de RI.

2.4 Resumen de las mejores prácticas en RI y TIC

En todos los casos estudiados la tecnología base, a partir de la cual se articula el resto de soluciones de RI, son los contadores inteligentes. Los contadores inteligentes facilitan una serie de funcionalidades como son el acceso a los datos de consumo hora a hora, posibilidad de tarifas variables para modificación de hábitos de consumo, reconfiguración automática de del contador, etc. Adicionalmente, los contadores pueden realizar funciones de medida de tensión que combinadas con un modelado adecuado de la red pueden ofrecer una valiosa información acerca del estado de la misma. Otra posibilidad de los contadores inteligentes es que incluyan cierta capacidad de control y gestionen cargas inteligentes que pueda haber en el lado del consumidor.

En la mayoría de los casos, se ha integrado generación distribuida (principalmente renovable) (PRICE, Málaga, Santiago de Chile, Isla de Jeju, Austin Energy) y se han instalado sistemas de almacenamiento. Para poder gestionar los sistemas de generación distribuida a gran escala la solución más adecuada es la de realizar un sistema de despacho conjunto apoyado en subsistemas que realicen las supervisión y control de agrupaciones de sistemas de generación formando una agrupación anidada de supervisión y toma de decisiones, todo ello apoyado en un sistema de estimación de estado de red que ayude a la gestión de la generación, el almacenamiento y las cargas gestionables en cada uno de los niveles de decisión. En el proyecto Smartcity Málaga se están probando las tecnologías anidadas de decisión. Estas tecnologías aseguran la estabilidad del sistema aun cuando el sistema de comunicaciones falla. En el proyecto PRICE y en el DISCERN, partiendo únicamente de la información existente en los contadores inteligentes y con la ayuda de un modelado del resto del sistema se obtiene el estado de la red, esto supone un importante ahorro en sensores distribuidos a lo largo de la red.

En los casos en los que el vehículo eléctrico es una apuesta clara hacia la movilidad sostenible se ha integrado las funciones de carga inteligente en el sistema de gestión de la RI como en los proyectos de Málaga, Isla de Jeju, Santiago de Chile o Austin Energy.

El paso más avanzado que se está dando en estos momentos hacia la inteligencia de la red lo constituyen los sistemas de automatización avanzada de la red (ADA): reconfiguración automática para la auto-cicatrización o mejora de la eficiencia y localización de faltas. En los proyectos de Málaga, PRICE, DISCERN, Isla de Jeju y Santiago de Chile se han probado o se están desarrollando este tipo de tecnologías con las funcionalidades principales de auto-cicatrización de la red y gestión eficiente de la generación distribuida; todo ello con el objetivo final de mejorar la estabilidad de la red eléctrica. Una cuestión adicional que cabe destacar en los distintos proyectos analizados es que las soluciones de RI son suficientemente flexibles como para adaptarse a cualquier necesidad, así se pueden encontrar casos con unas pocas soluciones instaladas (China) o casos en los que prácticamente están instaladas todas las funcionalidades conocidas (Málaga, PRICE o Austin).

Del análisis de numerosos trabajos y estudios previos, pueden establecerse las siguientes buenas prácticas, en lo relativo al despliegue de comunicaciones para las RI:

- Los desarrollos de RI deben considerar de inicio la adopción de tecnologías TIC:
 - Abiertas e interoperables
 - Que permitan la privacidad de los datos
 - Que incluyan de inicio todos los aspectos relativos a la ciberseguridad.
- A pesar de que algunas funcionalidades de las RI requieren comunicaciones de elevadas prestaciones, la tecnología actual de las TIC es suficiente y puede proporcionarlas.
- Hay que establecer perfiles que indiquen cómo usar los actuales estándares de comunicaciones en la RI. Este trabajo lo están abordando organismos como IEC, IETF, IEEE, ETSI, CEN y CENELEC.
- En el caso de emplear infraestructura de comunicaciones compartida, se necesita desarrollar una especificación de nivel de servicio (disponibilidad, fiabilidad, QoS, etc.) que permita a las empresas eléctricas trabajar con enlaces de comunicaciones predecibles en sus prestaciones.
- El despliegue de RI se debe hacer combinando redes inalámbricas y cableadas. Se debe reservar parte del espectro para su uso en RI, de modo que todos los productos de RI operen en él de manera estandarizada.
- El nivel 3 (según modelo OSI) debe tender a IP, para asegurar la fácil integración de RI con IoT (Internet of Things) y eliminar el uso de 'pasarelas' costosas y que reducen la escalabilidad de las soluciones.
- Las RI sólo serán factibles si se usan equipos de bajo coste.
- La elección de una tecnología particular, dentro de las estandarizadas, debe dejarse a la fase de implementación.
- Los perfiles deben usarse como base para construir especificaciones de testeo de la interoperatividad entre distintas soluciones.
- La mayoría de los proyectos sobre RI no han proporcionado respuestas consistentes para la problemática de la seguridad y la protección de datos

Las recomendaciones sobre el uso de las TIC, vistas las tendencias internacionales y la proyección de futuro de las redes IP y la conectividad de bajo coste prevista para prácticamente cualquier equipo y con el énfasis en la red de distribución, son las siguientes:

- HAN: Desplegar canales de comunicación bidireccionales.
 - PLC
 - Ethernet, GPRS, conectividad inalámbrica

-
- Instalar medidores con distintos puertos de comunicaciones basados en estándares internacionales
 - Puerto óptico, PLC, GPRS, Ethernet y/o conectividad inalámbrica o Integración de los medidores en la red HAN para permitir funcionalidades M2M en un futuro
 - Permitir acceso online-directo de los clientes a los medidores, manteniendo las debidas medidas de seguridad que imposibiliten el acceso no autorizado y garanticen la privacidad de la información
 - Se deberá analizar el impacto del precio de los medidores en los costes de un proyecto de despliegue, frente a la definición de los puertos y funcionalidades a exigir.
 - Análisis de adaptación de los estándares internacionales a Colombia.
 - Comunicaciones FAN
 - Redes malladas en rango de frecuencia normalizado
 - Redes PLC con ancho de banda suficiente
 - Uso de las redes de las operadoras de comunicaciones.
 - Automatización de la distribución: redes WAN
 - Opciones de uso de BPL y/o fibra óptica
 - Uso de las redes de las operadoras de comunicaciones
 - Desplegar redes inalámbricas como último recurso.
 - Análisis y despliegue de la ciberseguridad desde el principio.
 - Añadir seguridad a posteriori supone una gran inversión y rehacer muchos sistemas.
 - Atención a la protección de los datos de usuario y a las regulaciones nacionales en esta materia.

Es importante hacer varias precisiones sobre el uso de la tecnología PLC para comunicar los contadores inteligentes con los concentradores de datos en el ámbito FAN. Esta tecnología ha sido probada y desplegada masivamente en numerosos países (España, Italia, Alemania, Estados Unidos, etc.). Por un lado permite el despliegue rápido de sistemas AMR, con acceso a casi el 1 de clientes. Sin embargo, las prestaciones de velocidad que ofrece en su variante de banda estrecha (PRIME, 3GP, etc.) sólo permiten garantizar la lectura planificada de contadores, haciendo difícil la lectura bajo demanda. Por tanto, puede entenderse como una opción válida para dar cobertura a varios de los objetivos de las empresas operadoras (telemedida planificada, control de conexión/desconexión, agregación de datos de consumo, etc.), sin embargo no puede soportar las aplicaciones de las RIs o SGs que se centran en dar servicios al usuario, como la lectura a demanda del contador, señales de precio, monitorización del estado de la instalación, aviso de problemas en las cargas del usuario, etc. No obstante, la combinación de PLC con otras vías de comunicación, podría satisfacer las necesidades de operadoras eléctricas y usuarios.

3. Soluciones de Redes Inteligentes para el Contexto Colombiano

3.1 Beneficios asociados a las funcionalidades RI

En el presente apartado se identifica los beneficios que aportan cada una de las funcionalidades RI. En la Tabla 5 se muestran los beneficios directos que conllevan la implantación de cada una de ellas.

Tabla 5. Mejoras obtenidas por la implantación de cada tecnología de RI

TECNOLOGÍA	FUNCIONALIDAD	Reducción de pérdidas técnicas	Reducción de pérdidas no técnicas	Aplanamiento de la curva de demanda	Reducción de costes de comercialización (y operación remota)	Mejora de la continuidad de suministro	Reducción de emisiones de CO ₂	Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales	Aumento de vida útil y ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	Mejora del factor de potencia
C/s y monitorización (AMI)	Limitación de potencia				✓					
	Información al usuario			✓						
	Detección de manipulación y aviso a compañía		✓							
	Lectura y operación remota		✓		✓					
	Gestión activa de cargas			✓						
	Tarificación horaria			✓						
	Medida de generación distribuida		✓		✓					
Automatización de la red de distribución (ADA)	Telemando (control remoto)					✓				
	Localización de faltas					✓				
	Self-healing					✓				
	Reconfiguración automática	✓							✓	
Recursos distribuidos (DER)	Generación distribuida en BT (FV)	✓		✓			✓	✓		✓
	Almacenamiento			✓						
Vehículo eléctrico	Movilidad pública						✓			
	V2G			✓			✓			
	Gestión de activos								✓	

Fuente: CIRCE

En la tabla anterior no se han incluido los ahorros económicos, dado que estos se tendrán en cuenta en el análisis costo-beneficio posterior.

Cada optimización se analiza con herramientas diferentes, a continuación se detalla cómo se lleva a cabo dicho análisis.

CIs y monitorización (AMI)

De acuerdo a las particularidades del sistema eléctrico colombiano, las funcionalidades de los CIs que se consideran más relevantes son las siguientes:

- Limitación de potencia
- Información al usuario: participación de los consumidores en el mercado eléctrico
- Detección de manipulación y aviso a compañía
- Lectura y operación remota
- Gestión activa de cargas
- Medida de generación distribuida
- Tarifación horaria

Las principales mejoras que aporta la implantación de CIs son la reducción de pérdidas no técnicas, la reducción de costes de comercialización y manipulación remota del contador por parte del OR, facilita la participación de los consumidores en el mercado eléctrico y el aplanamiento de la curva de demanda.

Reducción de pérdidas no técnicas

La instalación de CIs permite aumentar la información disponible para el OR e incrementar con ella el control sobre la energía entregada por su red y sobre la no facturada. Además, los CIs pueden ser capaces de detectar y alertar al OR en caso de una manipulación sin permiso previo.

Reducción de los costes de comercialización

La instalación de CIs permite reducir el coste de desplazamiento para registrar la lectura del contador convencional. Por otro lado, los CIs pueden presentar la función de actuar de manera remota sobre ciertos parámetros de operación, como son la modificación de la potencia contratada, el cambio de tarifa, la conexión/desconexión de los CIs, etc., estas funciones facilitan una reducción en los costes de operación y una disminución de los cortes de suministro en comparación con los contadores tradicionales, los cuales necesitan ser operados de forma manual.

Aplanamiento de la curva de demanda

Los CIs facilitan el establecimiento de tarifas en las que se refleje de manera más directa los costes de la energía por tramo horario. De esta forma el usuario puede ser consciente de los distintos costes de la energía en función del momento de consumo, de forma que le permita ajustar su demanda a los momentos en los que la energía es más barata.

Por lo tanto, los CIs pueden provocar un aplanamiento de la curva de demanda de manera indirecta. Como se ha mencionado, si el usuario es consciente de los distintos precios de la energía a lo largo del día, podría modificar sus hábitos de consumo para conseguir ahorros en la factura. Para llevar a cabo los cambios tarifarios es conveniente conocer cuáles son las curvas horarias de consumo actuales, información para la cual también es necesaria la instalación del CI.

Otra parte de los efectos de los CIs sobre la curva de demanda pueden ser directos si se utilizan para realizar gestión activa de la demanda conectando o desconectando cargas gestionables (equipos de refrigeración, cargas secundarias, etc.) en los momentos más convenientes según la curva de demanda.

La funcionalidad de gestión activa de la demanda consiste en que, a través de sistemas de control adecuados, se puedan dar órdenes de conexión o desconexión a determinadas cargas de un consumidor (climatización, máquinas de uso no prioritario, etc.) en función de las tarifas eléctricas y de las

necesidades del usuario. Dicho control puede ser ejercido tanto por el OR como por el propio usuario en la medida que sea incentivado por la reducción de la tarifa.

Por ejemplo, para grandes consumidores, pueden existir tarifas especiales que permitan al Operador de Red disminuir el consumo en función de las necesidades especiales de la red.

Con ello los beneficios directos para el operador de red son el aplanamiento de la curva de demanda y mejora de la eficiencia. El beneficio para el usuario es ajustar su consumo de manera automática a momentos del día en los que el precio de la energía es menor.

Las funciones avanzadas del contador inteligente permitirán el desplazamiento de carga de períodos pico a valle, reduciendo por lo tanto los picos de consumo.

Despliegue de la generación distribuida

Adicionalmente el CI es una de las piezas clave en el despliegue de la generación distribuida en baja tensión (lado del consumidor) ya que podría facilitar la información de la producción de manera instantánea al OR, así como detalles de la facturación en función de la regulación específica.

Automatización de la red (ADA)

La automatización de la red distribución consiste en dotar a algunos de los componentes de la red de los medios necesarios para permitir que el control se pueda realizar de forma automática, o por control remoto. La solución difiere según la tipología de las líneas. Se considera que el primer grado de automatización son los reconectores que, en caso de falta, permiten que desde un centro de control se pueda suministrar energía desde otra línea, caso de estar operando en una línea mallada de explotación radial. Un segundo grado de automatización incluiría el control remoto de los seccionadores en los transformadores, que permitirían que la zona a aislar en caso de falta sea más reducida y, por tanto, los tiempos sin suministro afectarían a una cantidad menor de usuarios.

Un aspecto clave para la mejora de la continuidad de suministro, y relacionado con la automatización de la red, es la localización de faltas en la red de distribución. En este sentido, se debe considerar el despliegue de dispositivos de localización de faltas en MT, tales como detectores de paso de falta, localizadores de falta en cabecera (medida de impedancia por ejemplo).

Adicionalmente al aumento del porcentaje de componentes controlados de forma remota, la automatización debe incluir la capacidad del sistema de ampliar los esquemas de protección e implementar mecanismos adaptativos de autoajuste de los dispositivos que lo forman. Esto es fundamental cuando, en caso de falta, se suministra energía desde una segunda línea o cuando la generación distribuida vierta su producción a la red, debido a que cambiaría la dirección de los flujos de potencia y, por tanto, los sistemas de protección se deberían adaptar.

Un nivel más avanzado de automatización incluiría el concepto de subestación automatizada, que permitiría implementar mayores funcionalidades. La subestación o transformador automatizado realizará la concentración de los datos de generación y consumos conectados a la misma para su transmisión a niveles superiores (para control, facturación, etc.). Asimismo, contará con un controlador de subestación que albergará los algoritmos de localización de falta, reposición de suministro y reconfiguración de red, para los que requiere información del estado de los dispositivos de localización de falta y elementos de maniobra de la red, a los que a su vez envía las órdenes correspondientes. Así pues, las principales funcionalidades de automatización avanzada son las siguientes

- **Self-healing** (auto-cicatrización). Es la automatización total del proceso de detección + localización de falta y reposición de suministro.

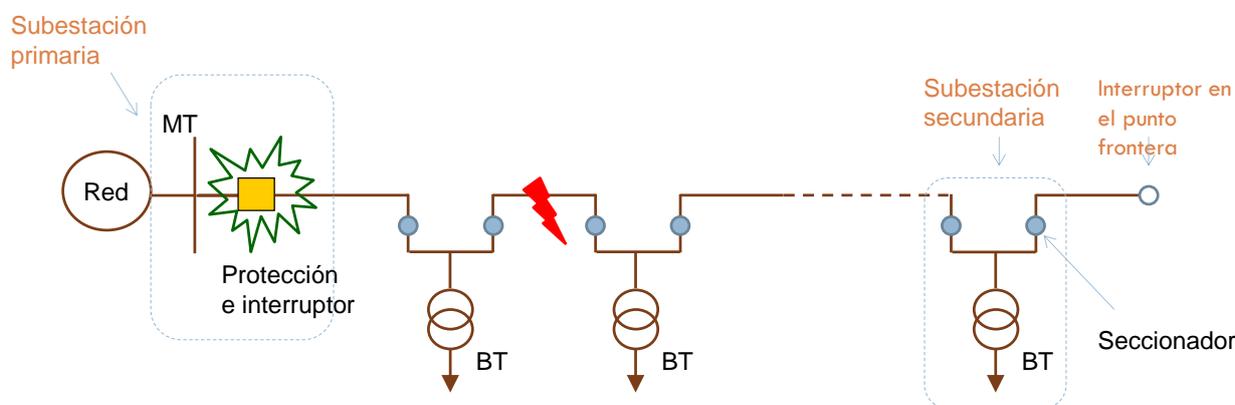
- **Reconfiguración de red automática:** Al disponer gracias a las TIC y AMI de información del estado de la topología de la red, de medidas de consumos/generación, es posible una reconfiguración de red automática que minimice pérdidas y sobrecargas en la red.

La automatización de red mejora principalmente la continuidad de suministro y puede mejorar la eficiencia energética del sistema:

Mejora de la continuidad de suministro

En las zonas de mayor densidad de consumo habitualmente se cuenta con redes malladas de explotación radial. Este tipo de configuración es habitual porque permite que, en caso de que una falta impida el suministro de energía desde el punto habitual, algunos de los usuarios puedan ser suministrados desde un segundo punto, identificado como punto frontera en la parte derecha de la Figura 13. Por otro lado, en entornos rurales caracterizados por líneas de explotación radial de mayor longitud que en los entornos urbanos, aunque la mejoría no es tan acusada, la automatización de la red también consigue disminuir los tiempos en los que hay cortes de suministro.

Figura 13. Esquema de una red mallada con explotación radial



Fuente: CIRCE

Mejora de la eficiencia

Una funcionalidad más avanzada de la automatización de red consiste en ser capaz de reconfigurar la misma de manera que la eficiencia del sistema mejore.

Para la implementación de esta funcionalidad son necesarias varias condiciones:

- Red mallada de explotación radial con dos o más elementos de corte automatizados.
- Monitorización de flujos de la red.
- Estimador de estado de la red.

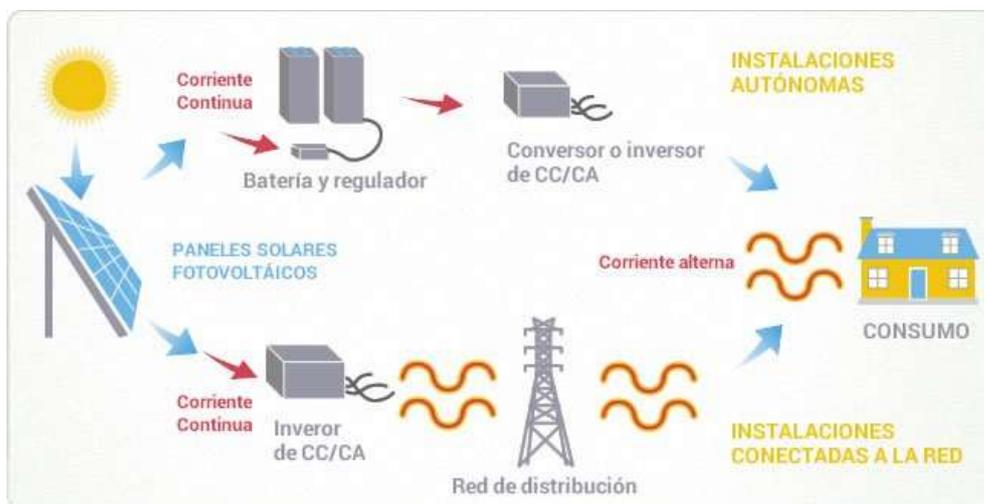
El estimador de estado de la red, en función de los flujos en cada tramo, determina el punto donde la red mallada debe ser cortada de manera que las pérdidas técnicas totales se minimicen. A partir de esta información se dan las órdenes de apertura y cierre de interruptores de manera que la red quede reconfigurada.

Sistemas energéticos distribuidos - Generación distribuida en BT.

En el presente estudio se considera generación distribuida en BT únicamente a los sistemas fotovoltaicos conectados a la red de baja tensión. Tal y como se presenta en la caracterización de la red de

distribución (ver Anexo 1) es el sistema de generación mejor posicionado para incrementar su penetración. Se considera que estos sistemas están compuestos por las placas fotovoltaicas y los inversores que se encargan de convertir la corriente continua generada por las placas en corriente alterna que se suministra a la red, ver Figura 14.

Figura 14. Esquema de generación distribuida



Fuente: Click Renovables (<http://www.clickrenovables.com/>)

En general los inversores de conexión a red cuentan con controles de tensión y/o factor de potencia que les permiten modificar su aportación de energía reactiva en función de las necesidades de la red (obedeciendo a consignas de controladores de la red) a la que se encuentran conectados.

La introducción de generación distribuida presenta múltiples beneficios. A continuación se presentan los que están directamente vinculados con RI.

Reducción de pérdidas técnicas

Uno de los principales motivos para incentivar la generación distribuida es la reducción de pérdidas técnicas que conlleva. De esta forma la energía se genera en puntos muy cercanos al lugar de consumo, con lo que se consigue una reducción drástica de las pérdidas por efecto Joule inherentes a la circulación de la corriente eléctrica por los conductores.

Aplanamiento de la curva de demanda

La energía producida con generación distribuida, es energía que no se demanda a la red de distribución. Con esto, la energía generada fuera de las horas valle permite aplanar la curva de demanda.

Reducción de emisiones de CO₂

La generación distribuida mediante sistemas fotovoltaicos conectados en baja tensión permite reducir las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de electricidad. Para realizar esta valoración se considera que mediante esta generación se sustituye parte de la energía generada por las centrales térmicas convencionales.

Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

El incremento de la energía generada con sistemas distribuidos permite reducir el consumo de recursos hídricos cuando las previsiones indiquen mayores periodos de sequía. De esta manera se dispondrá de una mayor cantidad de energía potencial acumulada en los embalses para ser gestionada de acuerdo a las necesidades del país.

Mejora del factor de potencia

La penetración en la red de generación distribuida basada en sistemas fotovoltaicos permite mejorar el factor de potencia. Esto se debe a que estos equipos, en general, son capaces de operar siguiendo una consigna de tensión o de factor de potencia de manera que absorben o entregan potencia reactiva a la red en función de que haya sobretensión o subtensión respecto a la tensión nominal del punto en el que se encuentran conectados.

Sistemas energéticos distribuidos – Almacenamiento

Actualmente los sistemas de almacenamiento no son muy frecuentes en las redes eléctricas. Sí que es habitual la instalación de baterías junto a los sistemas fotovoltaicos aislados para garantizar el suministro durante la ausencia de sol. Sin embargo, debido entre otros factores al desarrollo tecnológico del vehículo eléctrico, las baterías han sufrido un notable desarrollo en los últimos años y ya se dispone de equipos comerciales que pueden ser utilizados. A continuación se detallan los principales beneficios del almacenamiento:

Aplanamiento de la curva de demanda

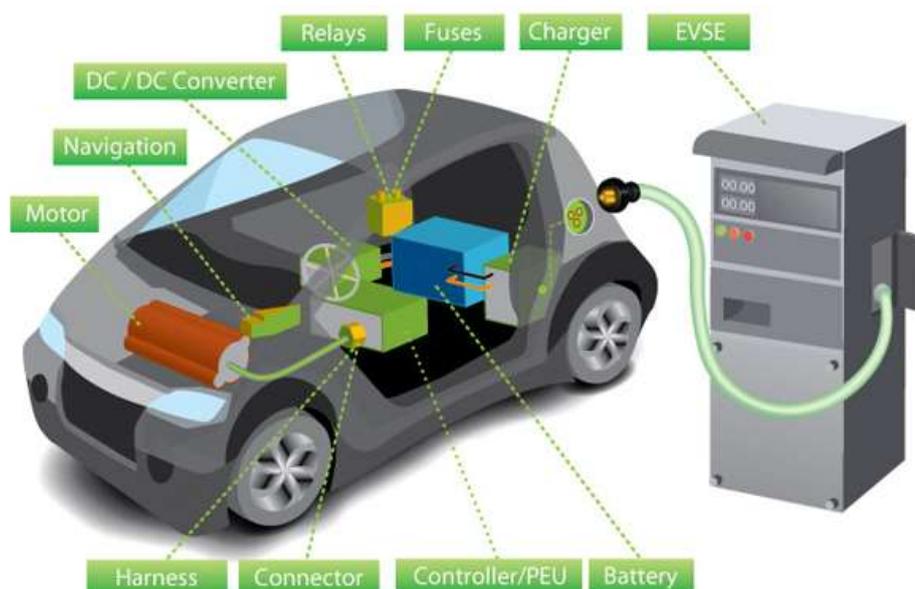
La instalación de sistemas de almacenamiento permite el consumo de energía durante las horas valle, cuando su coste es menor y suministrarla en horas pico ayudando a disminuir el pico de la curva de demanda.

Sistemas energéticos distribuidos - Vehículo eléctrico

El vehículo eléctrico permite la movilidad prescindiendo del motor térmico y, por tanto, del uso de combustibles derivados del petróleo. El almacenamiento de la energía se hace en baterías que deben ser recargadas desde la red de distribución. Estas baterías deben garantizar una autonomía y una vida útil suficiente como para poder competir con el vehículo con motor de combustión interna. El sector del vehículo comprende distintos niveles:

- Movilidad pública (centros de recarga)
- V2G (volcado de energía a la red)

Figura 15. Vehículo eléctrico



Fuente: Chromaate

Las ventajas a alcanzar mediante la implementación del vehículo eléctrico se describen a continuación.

Reducción de emisiones de CO2

La reducción de emisiones de CO2 conseguida con la introducción del vehículo eléctrico es consecuencia de la disminución del uso de combustibles fósiles en los desplazamientos. Este efecto se acentúa debido a que la canasta de generación de energía eléctrica en Colombia es mayormente renovable.

Desde el punto de vista de la red eléctrica, el aporte del vehículo eléctrico es similar al de los sistemas de almacenamiento, ver *Anexo 2*.

Aplanamiento de la curva de demanda

Los beneficios que aporta el vehículo eléctrico a la explotación de la red son similares a los de los sistemas de almacenamiento. No obstante, dado que el principal uso de los mismos no es el almacenamiento, sino la movilidad, sus procesos de carga y de descarga a la red debe ser gestionables desde los puntos de recarga. El impacto de la implantación del vehículo eléctrico sobre la red actual sin modificaciones tarifarias y regulatorias probablemente consistiría en el aumento del consumo en las horas pico, ya que coincide cuando la mayor parte de la población llega a casa y conectaría su vehículo a la red para cargar la batería. Para evitar este efecto y poder aprovechar las ventajas que brinda el disponer de sistemas de almacenamiento móviles que transportan la energía sin utilizar la red eléctrica sería necesario que el patrón de funcionamiento se basara en los puntos siguientes:

- Los puntos de recarga de los vehículos deberían tener la suficiente inteligencia como para realizar la carga en los momentos en los que la energía es menos costosa. Para motivar que el usuario esté interesado en dotar con la suficiente inteligencia al sistema de recarga, debe de haber un incentivo económico mediante la distinción en la tarifa entre horas valle y horas pico.
- Adicionalmente, el vehículo eléctrico también se puede aprovechar como elemento de almacenamiento de energía. Uno de los casos más beneficiosos para la red es que los vehículos eléctricos pudieran proveer de energía a la red en las horas de mayor consumo, descargando sus baterías para volver a cargarlas en las horas valle nocturnas, una vez que la demanda ha disminuido.

Ambos beneficios contribuyen al aplanamiento de la curva de demanda puesto que permiten reducir o evitar la demanda de electricidad a la red en las horas punta, traspasando esa demanda a horas valles e incluso, permiten aportar energía sobrante a la red en las horas de mayor demanda.

Gestión de activos

La gestión de activos es una funcionalidad cuyas posibilidades se ven multiplicadas por RI, ya que permite la explotación óptima y, por tanto, el aprovechamiento máximo de los recursos de las redes de distribución.

Este concepto engloba el aumento de vida útil de los elementos de la red de distribución y el mejor aprovechamiento de la capacidad de la red para hacer frente a la demanda, gracias a la combinación de varios elementos y funciones de RI (gestión de la demanda, optimización de la operación de red, aplanamiento de curva de la demanda, etc.).

Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

La implantación de RI permite mejorar la gestión de los activos que componen la red de distribución de manera que se consigue incrementar su vida útil mediante la reducción de los tiempos que son sometidos a sobrecargas. Dicha optimización también evita la necesidad de repotenciar la propia red de distribución, es decir, evita la construcción de nuevas líneas o aumentar la capacidad de los

transformadores, conductores y demás componentes de la red actual. La RI permite aumentar el grado de aprovechamiento de los recursos actuales.

3.2 Impacto de las Funcionalidades RI

Para realizar el comparativo entre los distintos escenarios de implantación de las funcionalidades RI entre sí, se valora cómo los beneficios de las funcionalidades RI afectan a la consecución de los objetivos de Colombia en materia energética. Para ello, se parte de los resultados obtenidos en la Evaluación Técnica de las Funcionalidades RI (ver PARTE I, Sección 2), en el que se presentan los beneficios técnicos que aportan cada una de las funcionalidades RI, según su grado de implantación.

Posteriormente es necesario completar las siguientes acciones:

Definición de valores objetivo de cada beneficio.

Dada la situación actual del sistema eléctrico Colombiano y el beneficio potencial de las distintas funcionalidades RI se van a fijar valores objetivos para los KPIs en el escenario final a 2030. Los valores de KPIs se normalizan utilizando estos valores de manera que toman un valor de 1 cuando se alcanza el valor objetivo, mientras que su valor es 0 cuando permanecen en su valor inicial.

Esta normalización permite considerar cada uno de los KPIs en una misma escala proporcional entre 0 y 1, indicando su grado de evolución y la cercanía al valor objetivo prefijado para cada uno de ellos. Los valores objetivo se fijan en el apartado 3.3.1 (

Definición de los valores objetivo de cada **beneficio**).

Influencia de los beneficios en los objetivos específicos

Se analiza la relación entre los beneficios que aportan las funcionalidades RI (medidos a través de sus correspondientes KPIs) y los objetivos específicos de Colombia (ver PARTE I, Sección 2). De esta manera, una vez evaluados y normalizados los KPIs, respecto su valor objetivo, para un determinado escenario de implantación se puede obtener el valor de la mejora del Objetivo Global de Colombia, indicador que resume en único valor numérico la mejora que alcanzan los objetivos estratégicos relacionados con RI disponiendo de un único marco comparativo, favoreciendo el análisis de diferentes escenarios de implantación.

Impacto de las funcionalidades RI en los objetivos de Colombia

En (ver PARTE I, Sección 2), se resumen los pasos a realizar para la evaluación numérica del impacto de una funcionalidad RI en el Objetivo Global de Colombia. Como un escenario de implantación es la suma de la implantación de varias funcionalidades, la aportación de un escenario a los objetivos de Colombia se calcula como la suma de las aportaciones de cada una de las funcionalidades que lo componen.

Definición de los valores objetivo de cada beneficio

Para comparar los beneficios entre sí y realizar un seguimiento de su evolución relacionado con el mapa de ruta que se plantea como objetivo final es necesario fijar unos valores objetivos para cada uno de los KPIs considerados. Estos valores objetivos son considerados como referencia en este estudio para evaluar las mejoras de RI y no corresponden a objetivos del país fijados por el gobierno o entidades de planeación.

Los valores objetivos van a permitir normalizar los valores de los KPIs de manera que si un indicador ha alcanzado su valor objetivo: su valor normalizado será 1. En caso contrario, si un KPI permanece en su valor inicial (el que tiene antes de la implantación de las funcionalidades RI) su valor normalizado será 0. De este modo, si el valor normalizado de un KPI es 0,2 significa que se ha alcanzado el 20% de su valor objetivo. Esto permite, de una manera muy sencilla, mostrar el avance de las funcionalidades RI y, además, poder comparar unos KPIs con otros en una base común.

Para determinar el valor del objetivo para cada uno de los KPIs se ha tenido en cuenta la situación actual del sistema eléctrico colombiano (Ver *Anexo 1*) Definición de los KPIs (Ver *Anexo 4*) y los resultados obtenidos en la sección Evaluación Técnica de las Funcionalidades RI ((ver PARTE I, Sección 2)) en donde se evalúan los KPIs.

Reducción de pérdidas técnicas

Según (UPME, 2013), las pérdidas totales en Colombia representan el 15,75% de la energía ofertada. El valor exacto de las pérdidas técnicas y de las no técnicas es difícil de cuantificar de manera precisa, sin embargo se puede estimar que la mitad del valor de las pérdidas totales corresponde a cada una de ellas: es decir, aproximadamente el 8% de pérdidas técnicas y otro tanto de no técnicas.

Tomando como referencia los valores de pérdidas técnicas de otros países similares a Colombia y otros países con un sistema eléctrico más desarrollado, como Estados Unidos o algunos países europeos (ver apartado 0 Reducción de pérdidas técnicas), el valor objetivo de pérdidas técnicas fijado para Colombia puede considerarse en un 6% de pérdidas, lo que supone una reducción del 25% del valor actual.

Reducción de pérdidas no técnicas

En el caso de las pérdidas no técnicas, partiendo del valor actual del 8% y tomando como referencia los estudios mencionados (ver PARTE I, Sección 2) que muestran la potencialidad de la tecnología AMI para combatir este problema, se ha acordado el valor objetivo de pérdidas no técnicas para Colombia del 4%, lo que supone una reducción del 50% del valor actual.

Aplanamiento de la curva de demanda

El aplanamiento de la curva de demanda se ha medido a través de la relación entre consumo valle y pico de la curva de demanda. El valor actual de este parámetro en Colombia es de 0,53. La situación ideal sería que el consumo en horas valle y en horas pico fuera igual, pero resulta un objetivo que en la práctica es imposible de conseguir.

Bajo este contexto, el valor objetivo marcado para este KPIs es conseguir una mejora del 66% respecto al actual. Valor que si bien es complicado de alcanzar representa un escenario posible.

Reducción de los costes de comercialización

La instalación de aparatos de medida inteligente en los puntos de consumo, aporta una serie de beneficios directos. El más relevante es la accesibilidad al contador inteligente, bien para realizar la lectura de los datos de consumo, bien para reconfigurar el equipo. Esto redundará en ahorros relacionados con la comercialización de energía derivado de evitar el desplazamiento de personal a los puntos de medida, ocasionando beneficios directos desde el momento de su instalación.

El beneficio objetivo se calcula tomando como base la amortización del contador inteligente. Se considera que el coste de un contador inteligente con las funciones suficientes para cubrir los objetivos de las RIs o SGs es de unos 140 USD en el entorno residencial. Fijando un periodo de amortización de 10 años el valor objetivo para este KPIs es de una reducción de los costes de 14 USD al año. El valor objetivo

es alto comparando con el coste de lectura de contadores en Colombia. En este punto del estudio no se dispone de los valores de ahorro derivados del uso de los contadores inteligentes como puede ser la reducción de pérdidas no técnicas. Este indicador se ajustará una vez se tengan los resultados del estudio coste beneficio.

Mejora de la continuidad de suministro

Según se ha mostrado en el apartado 0 Mejora de la continuidad de suministro, Colombia actualmente registra un valor SAIDI promedio de 29,47 horas/año. Tomando esta situación de partida y considerando el potencial de mejora que aportan las RIs, se fija como valor objetivo para la continuidad de suministro, alcanzar las 10 horas/año. Este índice supondría una mejora del 66% respecto del valor actual

Reducción de emisiones de CO2

Según los informes mensuales de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano (UPME, 2014) las emisiones totales de las centrales de gas natural y de carbón en 2014 en Colombia fueron de 11,36 millones de toneladas mientras que las emisiones generadas por los vehículos con motores térmicos ascendieron a 15,6 millones de toneladas de CO2. Con estos datos se obtiene que la suma total de emisiones de Colombia para el año 2014 fue de 26,96 millones de toneladas de CO2.

Debido a que la previsión más razonable es que los niveles de emisiones aumenten por el incremento del consumo energético, se ha establecido que el valor objetivo de emisiones de CO2 es mantener el nivel actual.

Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

Actualmente, Colombia cuenta con una dependencia energética con respecto a la generación hidráulica del 65,49%.

Se ha supuesto que la independencia energética proviene, fundamentalmente de la reducción de la dependencia de la generación hidráulica. Respecto de este valor y teniendo en cuenta que las RIs o SGs van a permitir integrar fuentes de generación distribuida, se ha acordado establecer un valor objetivo de penetración de generación distribuida igual al 10% de los usuarios con una potencia media instalada de 1,5 kW (6 placas fotovoltaicas de 250 W), esta estimación da un escenario de penetración cercano al 10% en 2030. Tomando los resultados obtenidos (ver Anexo 2) el valor objetivo para este KPIs se fija en el 4,1 %.

Mejora del factor potencia

El factor de potencia para la red de Colombia ha sido evaluado respecto a la red tipo de la zona Caribe, considerando un factor de potencia actual en la zona de 0,7. Por medio de la instalación de fuentes de generación distribuida es posible, no sólo reducir pérdidas por disminución del consumo, si no también compensar la energía reactiva de la red. De lo anterior, se establece como valor objetivo un factor de potencia de 0,95, lo que supone una mejora del 35,7%.

Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

Para valorar el aumento de vida útil, se ha realizado la evaluación exclusivamente sobre el transformador, dado que es el elemento de mayor coste de suplencia.

Se ha establecido un valor objetivo de aumento de vida útil respecto de la vida útil que experimenta el transformador en un escenario de sobrecarga convencional. Es decir, se pretende que el equipo tenga la

vida útil que marca el fabricante que en el caso del transformador suelen ser 35 años. Como en la actualidad, la realidad de Colombia es que la mayoría de los transformadores no se encuentran sobrecargados. Se establece un valor objetivo inicial prudente en 2 años. De acuerdo con las contribuciones previas, es posible establecer la Tabla 6 que resume todos los valores objetivo considerados para los beneficios de RI.

Tabla 6. Valor objetivo por beneficio de la RI

Beneficio	Valor objetivo
Reducción de pérdidas técnicas	6%
Reducción de pérdidas no técnicas	4%
Aplanamiento de la curva de demanda	66%
Reducción de costes de comercialización	14 USD
Mejora de la continuidad de suministro	66%
Reducción de emisiones de CO2	0%
Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales	4,1 %
Mejora del factor potencia	35,7%
Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	2 años

Fuente: CIRCE

3.3 Selección de las Funcionalidades RI más adecuadas al caso Colombiano

A continuación se realiza la evaluación de la influencia que tiene cada funcionalidad, incluida en cada tecnología que componen la RI, sobre cada KPIs. En primer lugar se clasifica la importancia que tiene cada funcionalidad según la siguiente clasificación:

- Sin contribución al KPIs 0
- Contribución baja 1
- Contribución importante 2
- Contribución decisiva 3

Para asignar el peso de cada una de las tecnologías se tienen en cuenta simulaciones o experiencias previas (a partir de referencias bibliográficas) y la influencia potencial de una funcionalidad en un determinado beneficio. No se considera en este caso ningún otro factor que no sea el potencial técnico. Es posible que una tecnología esté todavía lejos de mercado: almacenamiento o *Self-Healing*, sin embargo, su implantación supondría una gran afección a los beneficios: aplanamiento de curva de demanda o disminución de SAIDI respectivamente, por tanto, ambas tienen una influencia de 3 sobre los beneficios nombrados.

El siguiente paso es normalizar dicha influencia respecto a la suma de la contribución de todas las funcionalidades que afectan a un KPIs.

$$Influencia\ normalizada_{func\ j} = \frac{Influencia_{func\ j}}{\sum_{i=1}^n Influencia_{func\ i}}$$

Siendo n el número de funcionalidades que afectan a un KPIs.

La Tabla 7 muestra la influencia considerada para cada funcionalidad sobre los beneficios.

Tabla 7. Influencia considerada para cada funcionalidad sobre los beneficios

Funcionalidad	Influencia	Influencia normalizada	KPI
GD	3	0,75	Reducción de pérdidas técnicas
Reconfiguración Automática	1	0,25	
Detección manipulación CI	3	0,60	Reducción de pérdidas no técnicas
Lectura y operación remota CI	1	0,20	
Medida Generación Distribuida CI	1	0,20	
Información del usuario CI	2	0,20	Aplanamiento de la curva de demanda
Gestión de cargas CI	2	0,20	
Tarificación horaria CI	2	0,20	
GD	0	0	
Almacenamiento	3	0,30	
Movilidad Eléctrica	1	0,10	
Limitación de potencia CI	3	0,50	Reducción de costes de comercialización (y operación remota)
Lectura y operación remota CI	3	0,50	
Medida Generación Distribuida CI	0	0	
Telemando	3	0,50	Mejora de la continuidad de suministro
Localización de faltas	2	0,33	
Self-Healing	1	0,17	
GD	3	0,43	Reducción de emisiones de CO ₂
Movilidad Eléctrica	3	0,43	
V2G	1	0,14	
GD	3	1,00	Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales
Gestión de activos	3	0,50	Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución
Reconfiguración Automática	3	0,50	
GD	3	1,00	Mejora del factor potencia

Fuente: CIRCE

Se supone un escenario hipotético de implantación de funcionalidades de manera que se alcance el cumplimiento de los valores objetivo para cada uno de los KPIs. De esta manera se sitúan todas las funcionalidades en un mismo escenario de manera independiente al grado de implantación de cada una de ellas.

Esta suposición evita evaluar los beneficios en función del grado de implantación de las funcionalidades ya que el valor normalizado de cada uno de los KPI es uno. Sin embargo, hace falta conocer la influencia de cada funcionalidad de RI en los beneficios para poder utilizar la metodología desarrollada, ((ver PARTE I, Sección 2)). Los resultados de aplicar esta metodología determinan la influencia de cada funcionalidad RI en los beneficios. Una vez cuantificada la viabilidad de implantación y la influencia sobre los KPIs de cada funcionalidad RI se introducen los valores correspondientes en las columnas marcadas en rojo en la Tabla 8. Las columnas y fórmula de la Tabla 9 permanecen inalteradas.

Tabla 8. Influencia de cada funcionalidad RI a los KPIs

Funcionalidad	Viabilidad	Influencia*	Influencia normalizada	KPI
Generación distribuida en BT (FV)	58%	3	0,75	Reducción de pérdidas técnicas
Reconfiguración Automática	42%	1	0,25	
Detección manipulación	58%	3	0,60	
Lectura y operación remota	83%	1	0,20	Reducción de pérdidas no técnicas
Medida Generación Distribuida	75%	1	0,20	
Información del usuario	75%	2	0,20	Aplanamiento de la curva de demanda
Gestión de cargas	50%	2	0,20	
Tarificación horaria	58%	2	0,20	
Generación distribuida en BT (FV)	58%	0	0,00	
Almacenamiento	58%	3	0,30	
Movilidad pública	58%	1	0,10	
Limitación de potencia	58%	3	0,50	
Lectura y operación remota	83%	3	0,50	Reducción de costes de comercialización (y operación remota)
Medida Generación Distribuida	75%	0	0,00	
Telemando	75%	3	0,50	Mejora de la continuidad de suministro
Localización de faltas	67%	2	0,33	

Funcionalidad	Viabilidad	Influencia*	Influencia normalizada	KPI
Self-healing	33%	1	0,17	
Generación distribuida en BT (FV)	58%	3	0,43	Reducción de emisiones de CO ₂
Movilidad pública	58%	3	0,43	
V2G	42%	1	0,14	
Generación distribuida en BT (FV)	58%	3	1,00	Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales
Gestión de activos	58%	3	0,50	Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución
Reconfiguración Automática	42%	3	0,50	
Generación distribuida en BT (FV)	58%	3	1,00	Mejora del factor potencia

Fuente: CIRCE

Tabla 9. Contribución de los KPIs al objetivo global de Colombia

KPIs	Objetivo Global Colombia									
	55			40				5		
	Seguridad y Calidad			Competitividad				Sostenibilidad		
	20	70	10	10	10	40	15	25	100	
	Minimizar riesgo períodos de escasez	Calidad electricidad con confiabilidad	Canasta energética	Energía a un precio atractivo	Reducir pérdidas técnicas	Reducir pérdidas no-técnicas	Gestión de activos	Gestión de la demanda	Disminuir huella de carbono	
Reducción de pérdidas técnicas				0,25	0,8					
Reducción de pérdidas no técnicas				0,25		1				
Aplanamiento de la curva de demanda								0,8		
Reducción de costes de comercialización (y operación remota)								0,2		
Mejora de la continuidad de suministro		1		0,5						
Reducción de emisiones de CO ₂									1	
Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales	1		1							
Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución							1			
Mejora del factor potencia					0,2					
Cumplimiento objetivo (en p.u.)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	Cumplimiento Objetivos Colombia (en %)
Peso del Objetivo (en %)	11	38,5	5,5	4	4	16	6	10	5	100

Fuente: CIRCE

La contribución de cada funcionalidad al objetivo global se calcula como:

Contribución funcionalidad i

$$= \sum_{j=1}^n \sum_{k=1}^m \text{Viab. func}_i \text{ Inf. func}_{ij} * \text{KPI}_j * \text{PesoKPI}_{OE_{jk}} * \text{PesoOE}_k$$

Siendo:

Contribución funcionalidad i : la contribución de la funcionalidad analizada al objetivo global

i : cada una de las funcionalidades estudiadas (se supone un número "z" de funcionalidades)

Viab.func: la viabilidad de la funcionalidad analizada, según se ha explicado en el apartado anterior

Inf. func.: la influencia de la funcionalidad analizada sobre el KPI

j : el KPI al que afecta dicha funcionalidad

n : el número de KPIs que ven influenciados por la funcionalidad analizada

KPI: valor normalizado del KPI

K : el objetivo específico analizado con el KPI

M : el número de objetivos específicos analizados con el KPI

PesoKPI_OE j : peso de influencia del KPI j sobre el objetivo específico k

La variable *PesoOE k* : se calcula según la siguiente ecuación. *PesoOE k* =*Peso objetivo específico***Peso objetivo estratégico*

El porcentaje de la contribución de cada funcionalidad respecto al objetivo global se calcula según la siguiente ecuación

$$\% \text{ Contribución funcionalidad } i = \frac{\text{Contribución funcionalidad } i}{\sum_i \text{ Contribución funcionalidad } i}$$

La Tabla 10 muestra la importancia obtenida para cada funcionalidad al evaluar su contribución a la consecución de los objetivos de Colombia. Como se puede apreciar la generación distribuida juega un papel fundamental en la consecución de los objetivos, tras dicha funcionalidad las siguientes en orden de importancia son el telemando de los elementos de corte de la red y la detección de manipulación de los Cls. Una vez obtenida esta valoración se debe combinar con las características del sistema eléctrico colombiano como son tipo de usuarios residenciales con las diferencias entre estratos, número de usuarios regulados o no regulados y sus respectivos consumos medios, número y consumo de los usuarios industriales y comerciales, etc. Con ambos puntos de vista se puede establecer un grado de penetración de cada tecnología en cada fase temporal considerada.

Tabla 10. Importancia de cada funcionalidad en la consecución de los objetivos de Colombia.

Funcionalidad	Importancia relativa (%)
Generación distribuida en BT (FV)	23,71
Telemando	15,47
Detección manipulación	14,10
Localización de faltas	9,17
Lectura y operación remota	8,69

Funcionalidad	Importancia relativa (%)
Medida Generación Distribuida	6,04
Gestión de activos	4,15
Almacenamiento	3,32
Información del usuario	2,84
Self-Healing	2,29
Tarificación horaria	2,21
Reconfiguración Automática	2,14
Gestión de cargas	1,90
V2G	1,39
Limitación de potencia CI	1,38
Movilidad Eléctrica	1,19

Fuente: CIRCE

3.4 Metodología de evaluación del beneficio aportado por cada Funcionalidad

A continuación se muestra cómo se ha realizado la evaluación de la mejora de las funcionalidades de Redes Inteligentes.

CIs y monitorización (AMI)

La evaluación de los beneficios de los CIs se lleva a cabo a través de valoraciones y cuantificaciones obtenidas en las diferentes fuentes de bibliografía estudiada a los objetivos de reducción de pérdidas no técnicas, aplanamiento de la curva de demanda o la reducción de costes de comercialización favoreciendo la accesibilidad a los datos de consumo.

Reducción de pérdidas no técnicas

En materia de detección de pérdidas no técnicas, se incluyen los artículos que mejor integran las diversas técnicas que se están desarrollando (Vitaly Ford, 2014) (Rong Jiang, 2014). En todos ellos, se explica la evolución de los métodos computacionales de identificación de fraude energético en diferentes sistemas eléctricos, siempre considerando un 100% de penetración de los sistemas de medida inteligente.

Aplanamiento de la curva de demanda

En lo referente a aplanamiento de la curva de demanda, se ha comprobado en la bibliografía considerada que el contador inteligente actúa principalmente sobre la reducción del pico máximo de demanda. Este tipo de actuación se realiza por medio de acciones de los operadores sobre el consumidor, como los programas de respuesta de la demanda (Federal Energy Regulatory Commission,

2009), la tarificación dinámica (Hiren N.Zala, 2014) o de la planificación de consumo energético (M. A. Khan, 2014).

Reducción de costes de comercialización

Tal y como refleja (U.S. Department of Energy, 2012), la mejora en la reducción de costes de comercialización no se aprecia exclusivamente a nivel técnico, sino que la instalación de contadores inteligentes permite experimentar un beneficio económico directo desde el momento de su puesta en funcionamiento.

Automatización de la red (ADA)

A continuación se presenta la evaluación de los beneficios de la automatización de la red:

Mejora de la continuidad de suministro

La evaluación de la continuidad de suministro se hace en base a herramientas propias de trabajo desarrolladas en proyectos similares en las que se siguen los puntos detallados a continuación.

- Se define la tipología de la red sobre la que se va estudiar la mejora del grado de automatización, en este caso el estudio se hace en una red urbana mallada en explotación radial y en una red rural radial de gran longitud. También se caracteriza la demanda de los mismos, para ello se considera que en entornos urbanos el 50% de los usuarios son residenciales, el 40% son comerciales y el 10% restante industriales, en entornos rurales se considera un 90% de usuarios residenciales y un 10% de usuarios industriales.
- Se define el grado de automatización. El primer grado es la existencia de reconectores telecontrolados en los puntos frontera que son los que permiten suministrar desde una segunda línea en caso de falta. Los siguientes grados de automatización consisten en la instalación de interruptores telecontrolados en los transformadores. El reparto de la automatización en las diferentes subestaciones se hará de manera que se optimice el beneficio obtenido. En segundo lugar y siguiendo el mismo criterio de reparto que en el caso de los interruptores, se analiza la influencia de la instalación únicamente de detectores de paso falta, de esta forma se puede comparar el beneficio que aporta a la mejora de la continuidad de suministro cada elemento. Posteriormente, debido a que algún OR está planteando la instalación conjunta de ambos elementos se evalúa el beneficio que se obtiene si se instalan simultáneamente. Por último, se considera como máximo grado de automatización la funcionalidad de self-healing con la que se reducen los tiempos de toma de detección y toma de decisión por parte del centro del control porque se hacen automáticamente.
- Se definen los tiempos que influyen en la recuperación del suministro. En la
- Tabla 11 se enumeran y se adjunta los rangos considerados para los más importantes.

Tabla 11. Tiempos considerados para el cálculo del SAIDI

	Entorno urbano	Entorno rural
1ª maniobra de la brigada	60 minutos	120 minutos
2ª maniobra de la brigada	40 minutos	100 minutos
Actuación del personal del centro de control para dar aviso a la brigada	4-5 minutos	4-5 minutos

	Entorno urbano	Entorno rural
Actuación del personal del centro de control para dar orden de cierre/apertura	0.5-1.5 minutos	0.5-1.5 minutos

Otros tiempo considerados (tiempos del orden de ms): Detección de la falta por el interruptor automático de cabecera, apertura del interruptor de cabecera antes o tras reenganche, tiempo de comunicación de la señal de alarma al centro de control, detección de la señal de disparo en el centro de control, tiempo de espera del centro de control para decidir si hay o no disparo de un dispositivo de corte después de una maniobra en localización de falta, tiempo de comunicación de la señal de apertura/cierre, apertura/cierre de los interruptores, confirmación del cierre/apertura de los interruptores

Fuente: CIRCE

A continuación se definen los protocolos de actuación para la detección óptima de la falta.

- Tras tener definidos los protocolos se procede a hacer una falta en cada uno de los tramos que conforman la red y se calcula el tiempo que tarda en recuperarse el suministra para cada tramo, teniendo en cuenta el número de usuarios por tramo.
- Una vez realizada una falta en cada tramo hay que normalizar los tiempos obtenidos para la probabilidad de cada una de las faltas en la red real. Como estos datos son difíciles de cuantificar, la normalización se hace en función del valor del indicador SAIDI disponible para Colombia.
- Una vez validados los cálculos para el grado de automatización actual de la red, se repite el proceso para cada funcionalidad y grado de penetración de la misma analizada.

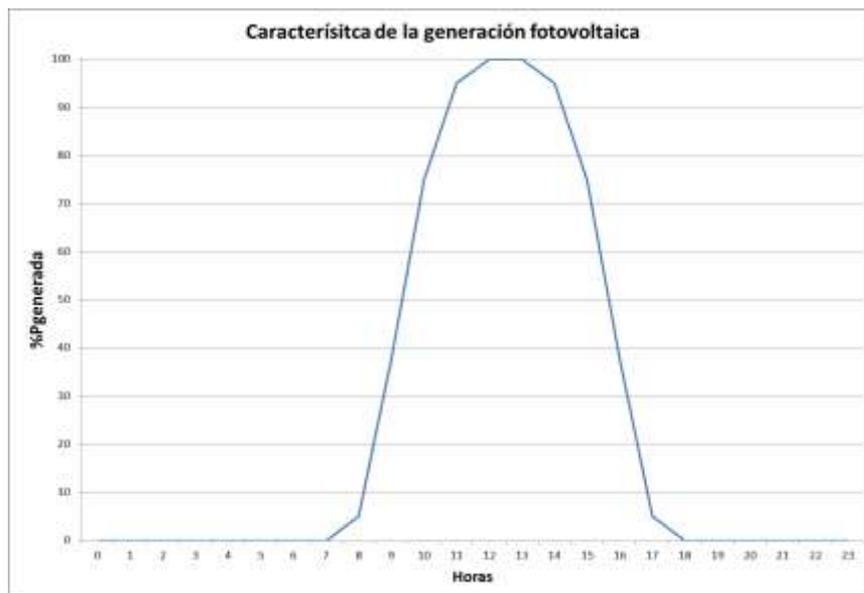
Por último, se obtiene el valor de SAIDI característico de Colombia en función del peso que tiene el entorno urbano y el rural respecto a toda la red.

Sistemas energéticos distribuidos – Generación distribuida en BT

Reducción de pérdidas técnicas

- La evaluación de las pérdidas técnicas se hace con los modelos simplificados de los circuitos característicos de entornos urbano, industrial y rural.
- Una vez definida la tipología de los circuitos se añade la caracterización de la demanda tal y como se ha mostrado en el apartado anterior. En este caso se añade el entorno industrial en el que se considera que el 50% de los usuarios son residenciales y el 50% son industriales.
- Posteriormente se definen las curvas de carga para cada tipo de usuario en función de la potencia contratada, ajustándolas al comportamiento de la curva de la demanda global de Colombia. Dicha curva se caracteriza porque la variación entre la demanda máxima y la mínima es de un 30%.
- Se caracteriza la curva típica de generación de los sistemas fotovoltaicos, según la Figura 16.

Figura 16. Curva de generación típica de los sistemas fotovoltaicos



Fuente: CIRCE

- Se parte de una potencia media instalada en cada vivienda de 1,5 kW. Estas instalaciones se modelan agregadas en grupos de 10, 30 y 40 sistemas y se distribuyen en los nodos de manera que se minimicen las pérdidas, en función de su proximidad a la cabecera de la línea y de la potencia contratada.
- El estudio se realiza para cada tipo de entorno y grado de penetración de generación distribuida.
- De este modo se obtiene por simulación un índice de pérdidas técnicas por sistema y grado de penetración de GD, evaluando la reducción de pérdidas respecto del valor de pérdidas sin GD.
- Por último, se obtiene el índice de pérdidas característico de Colombia en función del peso que tiene el entorno urbano, el industrial y el rural respecto a toda la red.

Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

La evaluación de los beneficios de la generación distribuida sobre el aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales, se realiza teniendo en cuenta que el número de horas anuales de utilización de los sistemas de generación distribuida es inferior al de las centrales hidráulicas, dato que viene reflejado en el informe de la IDAE (IDAE, 2005-2010). Esto permite establecer un factor de aprovechamiento medio, que servirá para establecer el resultado del KPI sobre independencia energética.

Optimización del factor de potencia

La evaluación se realiza a través del estudio de la instalación de generación distribuida fotovoltaica cuya implementación permite compensar el factor de potencia según un criterio técnico-económico de localización óptima de puntos de compensación.

- Se utilizan como fuentes de compensación los módulos de generación fotovoltaica considerados en el estudio de reducción de pérdidas técnicas, cuyas capacidades son: 15 kW, 45 kW y 60 kW.
- Este estudio se lleva a cabo exclusivamente sobre la red tipo de la zona caribe (Por ser la zona con más problemas de factor de potencia) donde se modelan las cargas utilizando 0,7 como factor de potencia.

-
- Se considerará que la instalación fotovoltaica permite compensar reactiva en todo momento, y no está restringida a las condiciones de generación, debido a las características del convertidor de potencia.

La metodología del estudio de compensación del factor de potencia consta de las siguientes partes:

- En primer lugar, se realiza un análisis de sensibilidad para determinar el nudo/los nudos óptimos donde establecer puntos de compensación de reactiva. Por medio de este análisis de sensibilidad se consigue una clasificación de los nudos del sistema de mayor a menor potencial de corrección del factor de potencia.
- Una vez identificados los nudos con mayor potencial de mejora, se procede a comprobar la mejora del factor de potencia que se consigue en función de los diferentes módulos fotovoltaicos considerados, punto por punto.
- Seguidamente, se determina el módulo que proporciona una mayor compensación sin suponer un coste mayor que el de las pérdidas asociadas a operar con un factor de potencia muy reducido. De este modo, se determina la capacidad óptima a instalar en cada nudo seleccionado.
- Finalmente, se asigna una característica horaria de inyección de reactiva en cada uno de los puntos identificados para la compensación de manera óptima.

Con esta metodología el resultado final es la solución óptima para la compensación del factor de potencia en el sistema estudiado, permitiendo reducir la sobrecarga de los diferentes equipos de los que se compone la red gracias a la optimización del flujo de reactiva.

Sistemas energéticos distribuidos – Almacenamiento

Aplanamiento de la curva de demanda

La evaluación se hace conjuntamente con la valoración del aporte de la generación distribuida al aplanamiento de la curva de demanda.

Sistemas energéticos distribuidos – Vehículo eléctrico

Reducción de emisiones de CO2

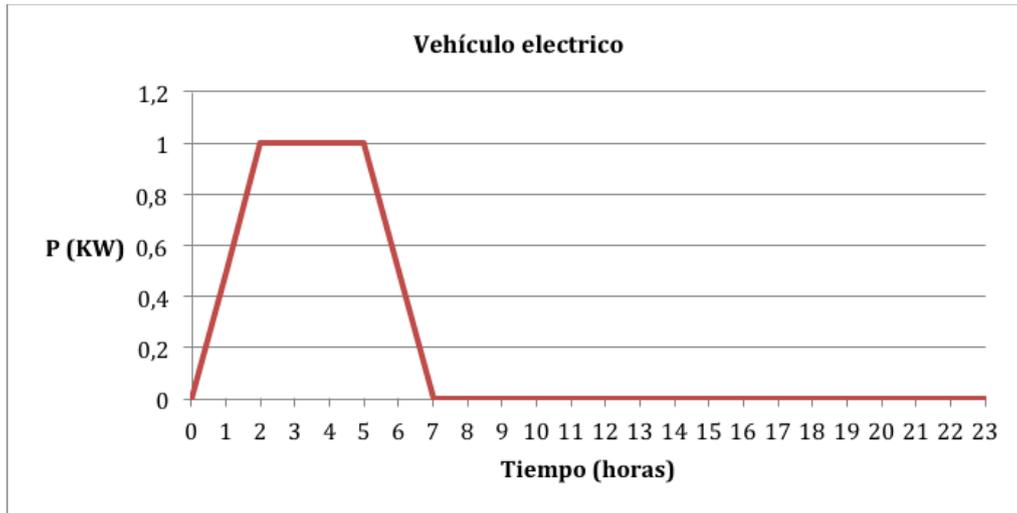
La evaluación de los beneficios de la generación distribuida se lleva a cabo mediante valoraciones y cuantificaciones obtenidas a través del informe las emisiones de CO2 de las centrales térmicas en Colombia (UPME, 2014), y del efecto sobre las mismas a raíz de integrar el vehículo eléctrico dentro del sistema energético, (REE, 2015). Estas informaciones han sido tratadas de manera que se puedan adaptar los resultados al sistema eléctrico colombiano.

Aplanamiento de la curva de demanda

La evaluación del aplanamiento de la curva de demanda se hace también con el modelo simplificado. Para ello, se realiza la caracterización de la curva de demanda y la carga del vehículo eléctrico.

Para optimizar el aprovechamiento del vehículo eléctrico, se considera que la recarga de sus baterías se lleva a cabo durante la madrugada, horas de menor consumo, y que tras la vuelta a casa su carga se verá restringida hasta la madrugada siguiente. Al tratarse de una primera etapa de integración del vehículo eléctrico en la red, se estudia sólo como una nueva carga, sin la capacidad de inyectar potencia a la red, como se muestra en la Figura 17.

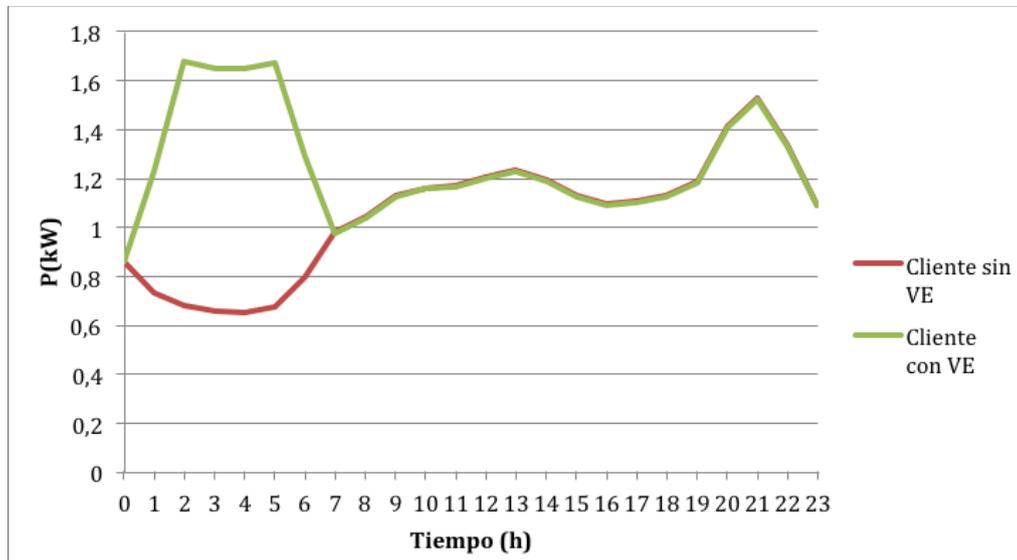
Figura 17. Curva de carga y descarga del vehículo eléctrico



Fuente: CIRCE

En la Figura 18 se aprecia que la diferencia entre los clientes que tengan vehículo eléctrico y los que no lo tengan recae en un consumo mayor en horas valle por parte de los primeros, al tratarse de una carga nueva sin capacidad de devolver parte de la energía que carga y que no necesite durante su actividad diaria. Al no considerarse la posibilidad de inyectar energía en la red, la contribución del vehículo eléctrico al aplanamiento de la curva de demanda es el aumento del mínimo consumo.

Figura 18. Curvas de vehículo eléctrico



Fuente: CIRCE

El estudio del aplanamiento se hace en función del porcentaje de clientes del sistema estudiado. Con el objetivo de realizar una aproximación a los niveles de penetración determinados, se estima que 1 cliente residencial contrata 3 kW, un cliente comercial contrata 10 kW y un cliente industrial contrata 50 kW y en función de ellos se definen las curvas de carga de cada sector. No obstante, la penetración del vehículo eléctrico se define en función de los usuarios residenciales. Los resultados obtenidos en los circuitos estudiados se ponderan para obtener el aplanamiento y la reducción de consumo obtenido característico de la red colombiana.

Gestión de activos

Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

La evaluación se lleva a cabo mediante el aumento de vida útil de los transformadores que permite la instalación de RIs mediante la reducción de la sobrecarga de la red en base a la norma que especifica la pérdida de vida útil en función del nivel de sobrecarga de estos equipos (IEC 60076-7. Transformadores de potencia. Parte 7: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites, 2010).

Para ello, se ha considerado que actualmente se trabaja con un 108% de sobrecarga por ser el primer nivel de sobrecarga que considera (IEC 60076-7. Transformadores de potencia. Parte 7: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites, 2010) y que, por medio de la red inteligente se pasa a trabajar al 100%.

3.5 Tabla Resumen del modo de Estudio de las Funcionalidades RI

En la Tabla 12 se resume el modo de estudio de las funcionalidades RI analizadas.

Tabla 12. Tabla Resumen del Modo de Estudio de las Funcionalidades RI

Funcionalidad RI	Modo de estudio
CIs y monitorización (AMI) Reducción de pérdidas no técnicas Aplanamiento de la curva de demanda Reducción de costes de comercialización	Valoraciones y cuantificaciones obtenidas a partir de experiencias nacionales e internacionales y diferentes estudios científico-técnicos
Automatización de la red (ADA) Mejora de la continuidad de suministro	Herramientas propias de trabajo desarrolladas en proyectos similares a partir de los circuitos obtenidos de la circular 036 de 2014 de la CREG
Sistemas energéticos distribuidos – Generación distribuida en BT Reducción de pérdidas técnicas Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales Optimización del factor de potencia	Modelos simplificados de los circuitos característicos de entornos urbano, industrial y rural, basados en el modelo de CIGRE y adaptados al caso colombiano Valoraciones y cuantificaciones obtenidas a partir de experiencias nacionales e internacionales y diferentes estudios científico-técnicos
Sistemas energéticos distribuidos - Almacenamiento Aplanamiento de la curva de demanda	La evaluación se hace conjuntamente con la valoración del aporte de la generación distribuida al aplanamiento de la curva de demanda
Sistemas energéticos distribuidos – Vehículo eléctrico Reducción de emisiones de CO ₂ Aplanamiento de la curva de demanda	Valoraciones y cuantificaciones obtenidas a partir de experiencias nacionales e internacionales y diferentes estudios científico-técnicos Simulaciones sobre modelos simplificados (basados en modelos CIGRE) de los circuitos característicos de entornos urbano, industrial y rural de Colombia
Gestión de activos Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	Valoraciones y cuantificaciones obtenidas a partir de experiencias nacionales e internacionales y diferentes estudios científico-técnicos

Fuente: CIRCE

3.6 Influencia de los Beneficios en los Objetivos Específicos

Debido a que hay objetivos específicos a cuya consecución contribuyen varios beneficios obtenidos por las funcionalidades RI, es necesario ponderar la influencia de los beneficios sobre objetivos. Por ejemplo, se considera que al objetivo específico "Energía a un precio atractivo comparado con otros países de la región" contribuye un 25% el KPIs de reducción de pérdidas técnicas, otro 25% el de reducción de pérdidas no técnicas y un 50% el de mejora de continuidad de suministro.

En la Tabla 13, se muestra la matriz que relaciona el cumplimiento de los objetivos específicos con los beneficios aportados por RI (cuantificados por los KPIs definidos, ver *Anexo 4*) considerando la influencia de cada beneficio sobre cada objetivo. Los nombres de los objetivos específicos, incluidos en el cabecero de la tabla, se han reducido, manteniendo su significado, al objeto de simplificar la representación.

Tabla 13. Influencia de los Beneficios de RI frente a objetivos específicos

Objetivos KPIs	Seguridad y Calidad			Competitividad					Sostenibilidad
	Minimizar riesgo períodos de escasez	Calidad electricidad con confiabilidad	Canasta energética	Energía a un precio atractivo	Reducir pérdidas técnicas	Reducir pérdidas no-técnicas	Gestión de activos	Gestión de la demanda	Disminuir huella de carbono
Reducción de pérdidas técnicas				0,25	0,8				
Reducción de pérdidas no técnicas				0,25		1			
Aplanamiento de la curva de demanda								0,8	
Reducción de costes de comercialización (y operación remota)								0,2	
Mejora de la continuidad de suministro		1		0,5					
Reducción de emisiones de CO2									1
Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales	1		1						
Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución							1		
Mejora del factor potencia					0,2				

Fuente: CIRCE

3.7 Impacto de las Funcionalidades de RI en los Objetivos de Colombia

En el presente apartado se introduce la metodología de cálculo de la influencia de un escenario de implantación de RI en el Objetivo Global de Colombia. La metodología se basa en analizar la influencia de cada funcionalidad RI en los objetivos estratégicos de Colombia, teniendo en cuenta la información y resultados recogidos en los apartados previos de este informe. Esta metodología es útil para analizar funcionalidades RI según su grado de implantación y para analizar escenarios completos compuestos por un conjunto de funcionalidades RI para las que se ha definido un determinado grado de implantación.

A continuación se detalla la metodología para la realización del cálculo mencionado:

1. Se supone una implantación determinada de una funcionalidad RI
2. Se identifican los valores de los KPIs a los que afecta. Siguiendo la metodología de evaluación del beneficio aportado por cada funcionalidad y los resultados mostrados en la Definición de los valores objetivo de cada beneficio para determinar el valor de los distintos KPIs.
3. Se normalizan los valores de los KPIs. Los KPIs se normalizan teniendo en cuenta los valores objetivo de cada KPIs para el caso Colombiano considerados en la Definición de los valores objetivo de cada beneficio.
4. Se estima la contribución a los objetivos específicos de cada KPIs. Para ello se multiplica cada uno de los valores normalizados de los KPIs por el grado de influencia de cada KPIs a cada objetivo específico
5. Se estima la contribución a los objetivos estratégicos. Cada uno de los valores calculados en el paso anterior se multiplica por el peso del objetivo estratégico y se suman todos los valores obtenidos.

Para calcular el grado de cumplimiento de los objetivos de Colombia de un determinado escenario, se realizan los cálculos mencionados para el grado de implantación de cada una de las funcionalidades en el escenario propuesto. La presente herramienta permite un marco de robusto para la comparación de diferentes escenarios de penetración de funcionalidades RI ver Tabla 14.

Tabla 14. Tabla de cálculo de la influencia de cada funcionalidad en el Objetivo Global de Colombia

		Objetivo Global Colombia								
		55			40				5	
		Seguridad y Calidad			Competitividad				Sostenibilidad	
		20	70	10	10	10	40	15	25	100
Funcionalidad	KPIs	Minimizar riesgo periodos de escasez	Calidad electricidad con confiabilidad	Canasta energética	Energía a un precio atractivo	Reducir pérdidas técnicas	Reducir pérdidas no-técnicas	Gestión de activos	Gestión de la demanda	Disminuir huella de carbono
Generación distribuida en BT (FV) Reconfiguración Automática	Reducción de pérdidas técnicas									
Detección manipulación										
Lectura y operación remota	Reducción de pérdidas no técnicas									
Medida Generación Distribuida										
Información del usuario										
Gestión de cargas										
Tarificación horaria										
Generación distribuida en BT (FV)	Aplanamiento de la curva de demanda									
Almacenamiento										
Movilidad pública										
Limitación de potencia										
Lectura y operación remota	Reducción de costes de comercialización (y operación remota)									
Medida Generación Distribuida										
Telemando										
Localización de faltas	Mejora de la continuidad de suministro									
Self-healing										
Generación distribuida en BT (FV)										
Movilidad pública	Reducción de emisiones de CO ₂									
V2G										
Generación distribuida en BT (FV)	Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales									
Gestión de activos										
Reconfiguración Automática	Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución									
Generación distribuida en BT (FV)	Mejora del factor potencia									
Cumplimiento objetivo (en p.u.)										Cumplimiento Objetivos Colombia (en %)
Peso del Objetivo (en %)										100

Fuente: CIRCE

Para calcular el grado de cumplimiento de los objetivos de Colombia de un determinado escenario, se realizan los cálculos mencionados para el grado de implantación de cada una de las funcionalidades en el mencionado escenario. Estos cálculos se pueden explicar a través de la siguiente ecuación:

$$\text{Contribución funcionalidad}_i = \sum_{j=1}^n \text{KPI}_j * \sum_{k=1}^m \text{PesoKPI_OE}_{jk} * \text{PesoOE}_k$$

Siendo

- *Contribución funcionalidad_i*: la contribución de la funcionalidad analizada al objetivo global
- *KPI_j*: valor normalizado del KPI al que afecta cada funcionalidad
- *K*: el objetivo específico afectado por el KPI
- *PesoKPI_OE_{jk}*: peso de influencia del KPI *j* sobre el objetivo específico *k*
- *n*: el número de KPIs que ven influenciados por la funcionalidad analizada
- *m*: el número de objetivos específicos analizados con el KPI

La variable *PesoOE_k* se calcula según la siguiente ecuación.

$$\text{PesoOE}_k = \text{Peso objetivo específico} * \text{Peso objetivo estratégico}$$

4. Construcción (Propuesta) de Escenarios de Soluciones de Redes Inteligentes

4.1 Evaluación Técnica de las Funcionalidades RI

A continuación se analizan los beneficios aportados por cada funcionalidad RI estudiada en función del grado de implantación de dicha funcionalidad. Para ello se sigue la metodología desarrollada y cuantificada a través de los KPIs definidos, ver *Anexo 4*.

Reducción de pérdidas no técnicas

El desarrollo de los sistemas de información y de las tecnologías de comunicación ha permitido a muchos países modernizarse en materia de medición y monitorización. En el marco de las redes inteligentes, la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) juega un papel crucial no sólo en cuanto al aumento de la accesibilidad a datos del consumo de los clientes, sino también en materia de seguridad frente al fraude energético. Debido a la naturaleza de las pérdidas no técnicas, las distribuidoras encuentran grandes dificultades a la hora de identificar y combatir los focos de fraude energético. De este modo, el principal desafío de los CIs en materia de seguridad actualmente es el de desarrollar técnicas de detección de fraude efectivas.

Existen en la actualidad un gran número de técnicas de detección de fraude energético, todas relacionadas con el tratamiento de datos que se realiza gracias a la monitorización avanzada en media y baja tensión. La identificación de pérdidas no técnicas depende de las técnicas de detección y no solo del índice de penetración de contadores inteligentes en un área concreta.

Para definir el grado de identificación de pérdidas no técnicas se han estudiado diversas referencias (Vitaly Ford, 2014) (Rong Jiang, 2014), y se ha resumido en la Tabla 15 el índice de detección de fraude energético en función de la técnica de identificación utilizada.

Tabla 15. Valoración del nivel de fraude detectado en función del tipo de contador

Referencia	Técnica	Índice de detección (%)
(J. Nagi K. Y., 2008)	Genetic SVM	62
(S. Depuru L. W., Support vector machine based data classification for detection of electricity theft, 2011)	SVM	98,4
(J. Nagi K. S., 2011)	SVM and fuzzy inference system	72
(S. Depuru L. W., 2012)	Data encoding and SVM	76-92
(S. Depuru L. W., 2013)	SVM and high performance computing	92
(E. W. S. dos Angelos, 2011)	Fuzzy clustering and classification	74,5
(C. Muniz, 2009)	Neural networks ensembles	62
(Cárdenas, 2012)	ARMA models	62
(S. Salinas, Privacy-preserving energy theft detection in smart grids, 2012), (S. Salinas, 2013)	P2P computing	100
(J. E. Cabral, 2008)	Data mining	85
(J. Nagi K. S., 2010)	Support Vector Machines	65
(B. C. Costa, 2013)	Neural networks and data mining	65

Fuente: CIRCE

Para cuantificar los beneficios aportados por el contador inteligente al KPIs de reducción de pérdidas no técnicas, se indican los valores de reducción mínimo, promedio y máximo obtenidos por la aplicación de las diferentes técnicas recopiladas.

Tabla 16. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de pérdidas no técnicas

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Reducción de pérdidas no técnicas (%)	62,00%	76,16%	100,00%

Fuente: CIRCE

Aplanamiento de la curva de demanda

Las funcionalidades que pueden afectar al aplanamiento de la curva de demanda son: los CIs (teniendo en cuenta que se incluyen sistemas de tarificación horaria), el vehículo eléctrico y la generación distribuida junto con los sistemas de almacenamiento.

La infraestructura de medición avanzada junto con la tarificación horaria permite que el usuario obtenga ahorros ajustando sus consumos a las franjas horarias en las que la energía es más barata. De este modo se puede reducir el pico de demanda y rellenar el valle. Con el fin de poder cuantificar dicha mejora se ha procedido a una revisión bibliográfica que permite documentar numerosos resultados de experiencias previas y análisis teóricos.

En la Tabla 17, se muestran algunos de los resultados más relevantes en reducción del pico de demanda por medio de la utilización de diferentes acciones de gestión de la demanda por medio de AMI.

Tabla 17. Índice de reducción del pico de demanda en función de diferentes métodos de gestión de la demanda por medio de AMI

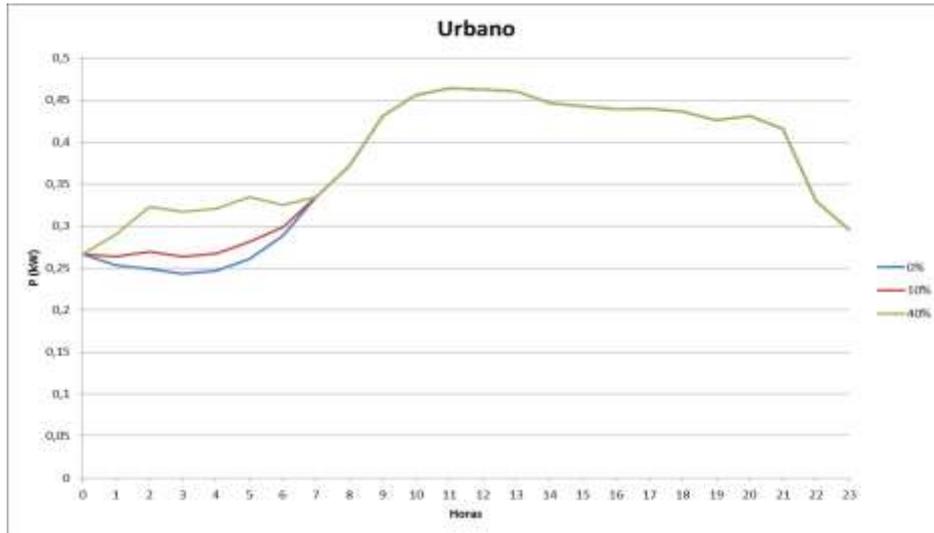
Referencia	Acción	Reducción del pico de demanda (%)
(Federal Energy Regulatory Commission, 2009)	Demand Response program	4-20
(M. A. Khan, 2014)	ECS	33,30
(Hiren N.Zala, 2014)	ToU tariffs	45,20

Fuente: CIRCE

En este estudio el vehículo eléctrico es considerado como una carga, no se considera que pueda actuar como elemento de almacenamiento de energía. Debido a este supuesto, el pico de demanda no se ve afectado por esta tecnología y, al tratarse de una carga añadida a los hábitos de consumo, el consumo aumenta ligeramente sobre todo en el valle de la curva de demanda.

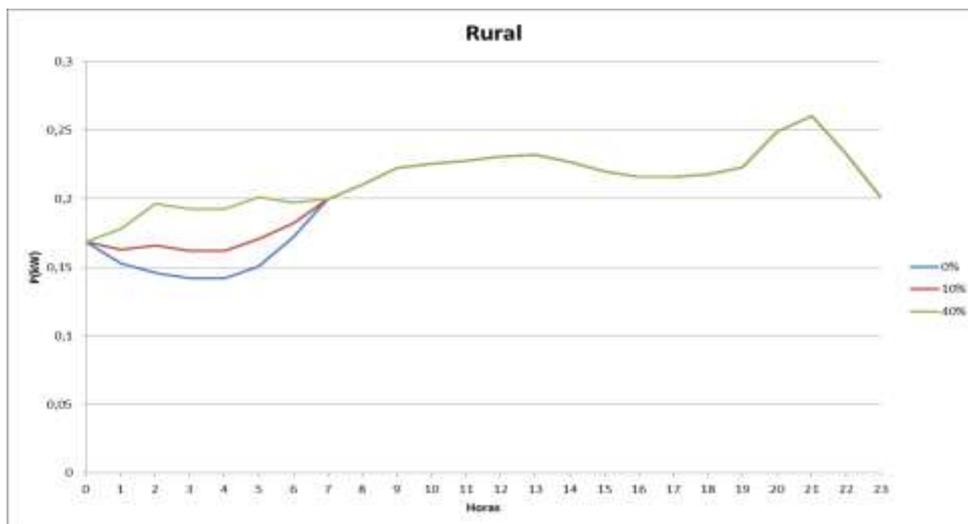
En la Figura 19 y Figura 20 se puede apreciar la influencia del incremento de la utilización de vehículos eléctricos sobre la curva de demanda en entornos urbanos y rurales, para distintos niveles de penetración (en % respecto a la demanda)

Figura 19. Variación de la curva de demanda en entorno urbano debido al vehículo eléctrico



Fuente: CIRCE

Figura 20. Variación de la curva de demanda en entorno rural debido al vehículo eléctrico.



Fuente: CIRCE

En ambas figuras se aprecian los beneficios que tiene la utilización del vehículo eléctrico sobre el aplanamiento de la curva de demanda. Aunque en los entornos urbanos el aplanamiento obtenido es menor, la instalación de este sistema es imprescindible para incrementar el aprovechamiento y la eficiencia del sistema eléctrico.

Tabla 18. Relación entre el mínimo y el máximo consumo en función del grado de penetración del VE respecto a la energía demandada

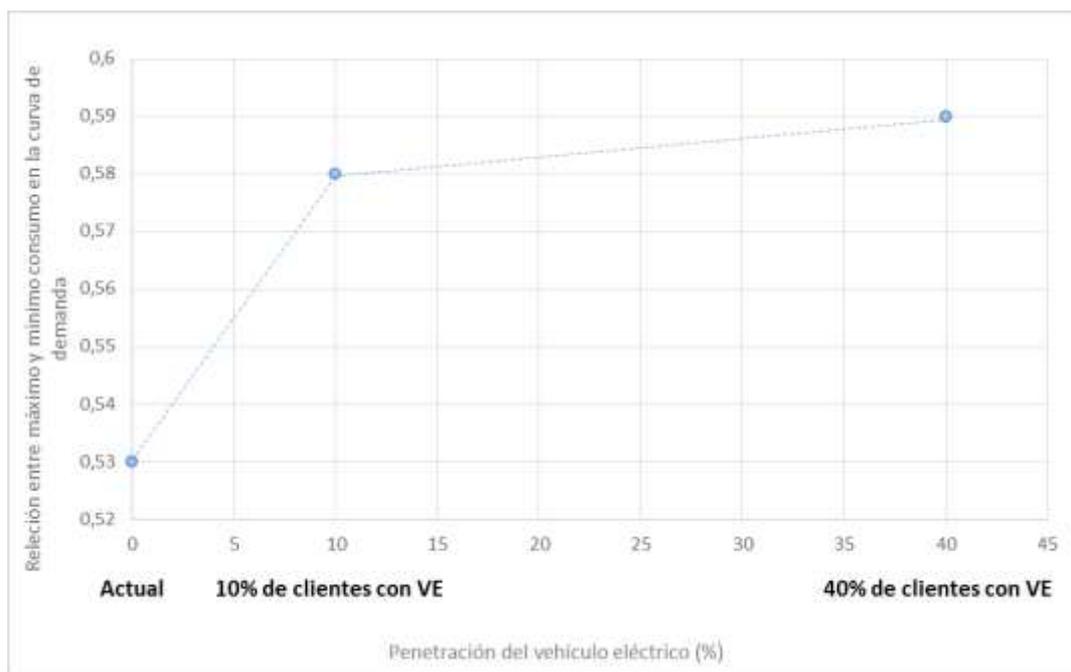
Relación consumo horario mínimo y máximo	Actual	10% penetración de VE	40% penetración de VE
Urbano	0,52	0,57	0,58
Rural	0,54	0,62	0,65
Valor característico Colombia	0,53	0,58	0,59

Fuente: CIRCE

Como se aprecia en la Tabla 18, conforme aumenta el grado de penetración del VE la relación entre el consumo horario mínimo y el máximo se va aproximando a la unidad, lo que significa que los valores máximos y los mínimos tienden a igualarse.

En la Figura 21 se muestra gráficamente la evolución de la relación entre el mínimo consumo horario y el máximo consumo horario en función del porcentaje de integración de la movilidad eléctrica. Se puede apreciar que el aplanamiento de la curva de demanda obtenido es mayor con los primeros porcentajes de penetración del VE.

Figura 21. Evolución de la relación entre el consumo horario mínimo y máximo en función del porcentaje de penetración del vehículo eléctrico



Fuente: CIRCE

Considerando los datos correspondientes a la relación entre máxima y mínima demanda obtenida en función de la penetración del vehículo eléctrico como carga nueva, y del índice de reducción del pico de demanda en función de los diferentes métodos de gestión de la demanda por medio de AMI, se elabora la Tabla 19 de resultados en aplanamiento de la demanda.

Tabla 19. Resultados obtenidos en aplanamiento de la demanda

	Porcentaje de penetración del VE	0%	10%	40%
Método de gestión de la demanda				
Sin Contador inteligente		0,53	0,58	0,59
Demand response program		0,55	0,60	0,61
ECS		0,80	0,87	0,88

Fuente: CIRCE

En la primera fila de la Tabla 19 se puede apreciar el aplanamiento de la curva de demanda únicamente con vehículo eléctrico, mientras que en la primera columna se muestra el aplanamiento obtenido únicamente con CIs.

A la vista de los diferentes resultados obtenidos, en el proceso de cuantificación del beneficio obtenido en las diferentes fases, se utilizarán tres valores. Estos valores son el mínimo, medio y máximo aplanamiento de la curva de la demanda en función del nivel de penetración del coche eléctrico y del método de gestión de la demanda utilizado. En el caso del valor mínimo, este corresponde a la condición de 0% de nivel de penetración del vehículo eléctrico, sin almacenamiento, y con el índice de reducción mínimo aportado por el CI. Para asignar el aplanamiento de la demanda medio, se realiza el promedio del índice de aplanamiento correspondiente al 10% de penetración del vehículo eléctrico (segunda columna de valores en la Tabla 19). Y por último, el valor considerado como máximo aplanamiento de la curva de demanda, será el correspondiente al de máximo nivel de penetración del vehículo eléctrico, y mejor rendimiento de los métodos de gestión de la demanda.

De este modo, el aplanamiento de la curva de demanda se expresa respecto del valor inicial de la relación entre el pico de consumo máximo y mínimo de la curva de demanda (0,53), estableciendo los siguientes valores a evaluar.

Tabla 20. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs aplanamiento de la curva de demanda

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Aplanamiento de la curva de la demanda (%)	3,77%	28,93%	66,04%

Fuente: CIRCE

Reducción de costes de comercialización

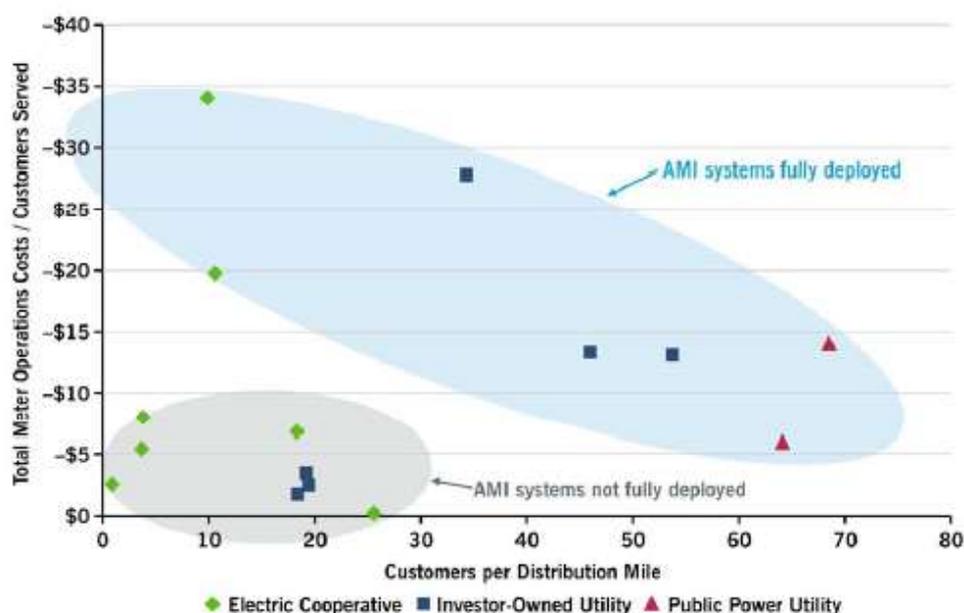
La implementación de contadores inteligentes presenta diferentes beneficios para los OR, tanto en la operación como en el proceso de lectura.

Desde la actuación de manera remota sobre ciertos parámetros de operación, la modificación de la potencia contratada, el cambio de tarifa, la conexión/desconexión de los CIs, etc., hasta la reducción de los cortes de operación en comparación con los contadores tradicionales (los cuales necesitan ser operados de forma manual y local). Según el departamento de energía estadounidense (U.S. Department of Energy, 2012), el ahorro obtenido gracias a la operación remota llevada a cabo por medio de la implementación de dispositivos de medida inteligentes, se puede situar en un rango del 13% al 77% respecto a los costes asociados al uso de los contadores convencionales.

Además de la operación remota de contadores, la instalación de contadores inteligentes permite tomar los datos de consumo de los clientes de forma remota, evitando tener que desplazar a personal de la compañía para realizar la lectura manual de contadores.

Dependiendo de la densidad de clientes, la suma del ahorro conseguido por medio de la operación remota de contadores y del ahorro derivado de la lectura remota de medidas de los clientes, se presenta en la Figura 22.

Figura 22. Rango de beneficio representado por la implementación de AMI en función de la densidad de clientes



Fuente: (U.S. Department of Energy, 2012)

Por lo tanto, según (Ameren Illinois Corp., 2012), el beneficio por medio de la implementación de dispositivos inteligentes en función de la separación entre clientes, se sitúa en un rango de 4,47 USD/cliente (alta densidad) hasta 30,15 USD/cliente (baja densidad), por cliente y año. De este modo, los valores obtenidos para evaluar la reducción de costes de comercialización en los casos mínimo, medio y máximo son los expresados en la Tabla 21.

Tabla 21. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de costes de comercialización

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Reducción de costes de comercialización (y operación remota) (USD/cliente/año)	4,47	17,31	30,15

Fuente: CIRCE

Mejora de la continuidad de suministro

Para la evaluación de índices de continuidad de suministro se ha considerado un circuito tipo en un entorno urbano, el circuito 10837601 del OR ELECTRICARIBE (CREG, 2014) y otro circuito tipo en un entorno rural LM12D del OR CODENSA (CREG, 2014). El circuito urbano cuenta con una tipología mallada con una explotación radial con reconectador telecontrolado en el punto frontera.

Para poder simular los circuitos, además del circuito tipo es necesario caracterizar la curva de demanda media. En entornos urbanos la demanda es 50% residencial, 40% comercial y 10% industrial. En entorno rural la demanda es 90% residencial y 10% industrial.

Se han simulado los circuitos en el simulador DigSILENT y los resultados se han resumido en la

. En esta tabla se muestran los datos del indicador SAIDI para circuito urbano y rural y, para cada uno de ellos, para el nivel de automatización actual así como para niveles de telecontrol del 5% y del 10% (% de nodos automatizados con interruptor telecontrolado, incluyendo el reconectador del punto frontera),

para niveles (5% y 10%) de instalación conjunta de telecontrol y detección de paso de falta y, por último, para la instalación de la funcionalidad de self-healing.

Los resultados se han obtenido considerando una SAIDI global de Colombia de 29,47 h/año, es decir, 1768,9 min/año (Mercados Energéticos Consultores, 2015). Según (CREG, 2014), el valor de SAIDI del circuito rural es 52,9 h/año (3174 min/año); como no se dispone el valor para el circuito urbano se obtenido a partir del SAIDI global de toda Colombia, del SAIDI del circuito rural y de la proporción de los entornos urbanos (81%) y rurales (19%).

$$SAIDI_{urbano} = \frac{SAIDI_{Colombia} - 0,19 * SAIDI_{rural}}{0,81} = 1439,3 \left(\frac{min}{año} \right)$$

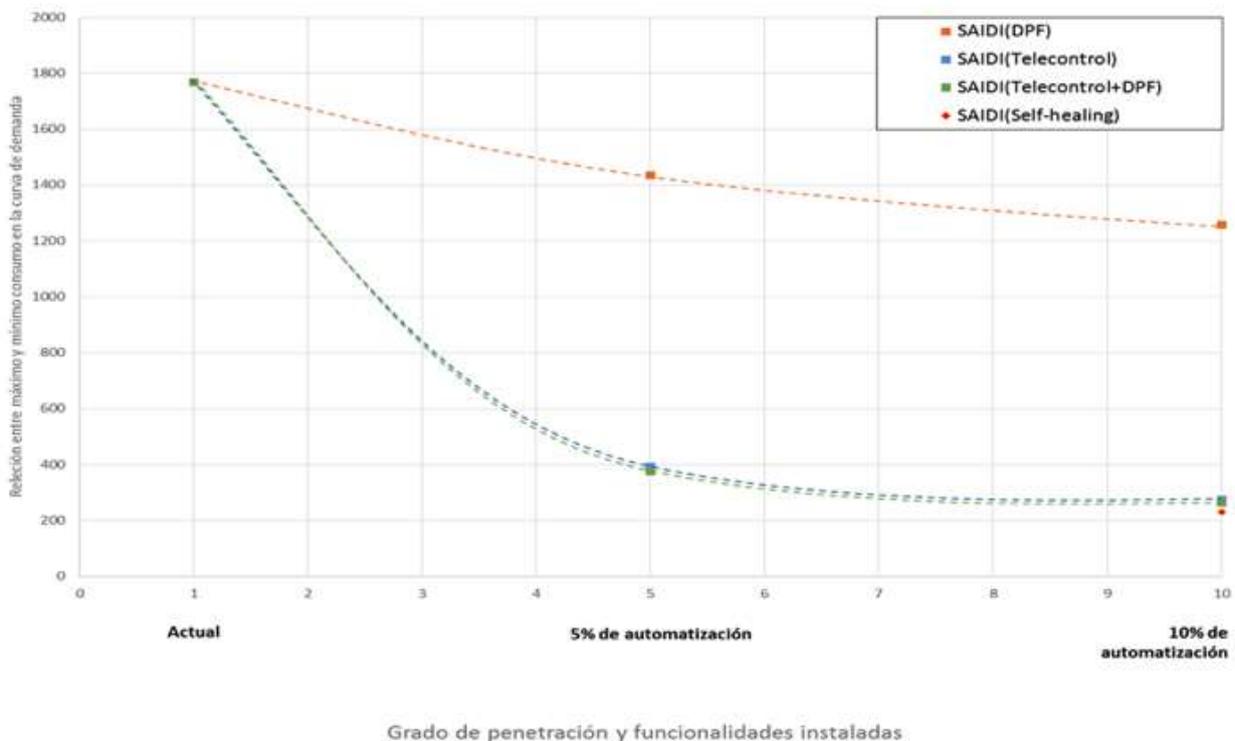
Tabla 22. Valores de SAIDI en función del grado de implementación de las funcionalidades.

SAIDI (min/año)	ACTUAL	TELECONT.		DET.		TELEC. + DET.		Self-healing
		5%	10%	5%	10%	5%	10%	
Urbano	1439,3	159,7	93,4	1290,9	1155,5	140,3	83,6	57,7
Rural	3174	1392,0	1049,0	2049,0	1696,9	1379,3	1032,3	960,7
Valor carac. Colombia	1768,9	393,8	275,0	1434,9	1258,4	375,7	263,9	229,3

Fuente: CIRCE

Como se puede apreciar en la Figura 23, la disminución del tiempo sin suministro por usuario es mayor con los primeros grados de automatización.

Figura 23. Evolución del KPIs I4 (SAIDI) dependiendo de la funcionalidad y su grado de penetración



Fuente: CIRCE

La mejora en continuidad de suministro en varios niveles se presenta en la Tabla 23, el mínimo corresponde con la situación actual, el medio a la instalación de interruptores telecontrolados en el 5% de los nodos y el máximo la instalación de self-healing junto a la instalación de interruptores telecontrolados y detectores de falta en un 10% de los nodos. Este valor se calcula como el porcentaje de mejora respecto al valor actual del indicador SAIDI en Colombia.

Tabla 23. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de mejora de la continuidad de suministro

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Mejora de la continuidad de suministro (%)	0,00%	77,74%	87,04%

Fuente: CIRCE

Los valores mostrados corresponde con los resultados obtenidos para el sistema global de Colombia en el que tiene mucha más influencia los resultados obtenidos para entornos urbanos que los obtenidos para entornos rurales. En estos últimos, la mejora lograda con la instalación de interruptores telecontrolados en el 5% de los nodos es del 56,14% y la mayor mejora, que se obtiene con el self-healing, alcanza el 69,73% de reducción de SAIDI.

Reducción de pérdidas técnicas

En la Tabla 24, se muestra la reducción de pérdidas técnicas evaluada en función del grado de penetración de generación distribuida en el sistema eléctrico colombiano.

El estudio se ha llevado a cabo en tres tipologías de red: *urbana, industrial y rural*. Este análisis por separado permite apreciar que aunque el comportamiento es similar en los tres casos, es, en las redes *urbanas* en las que se produce la mayor reducción de pérdidas, calculadas en porcentaje respecto a la energía generada, debido a la instalación de generación distribuida.

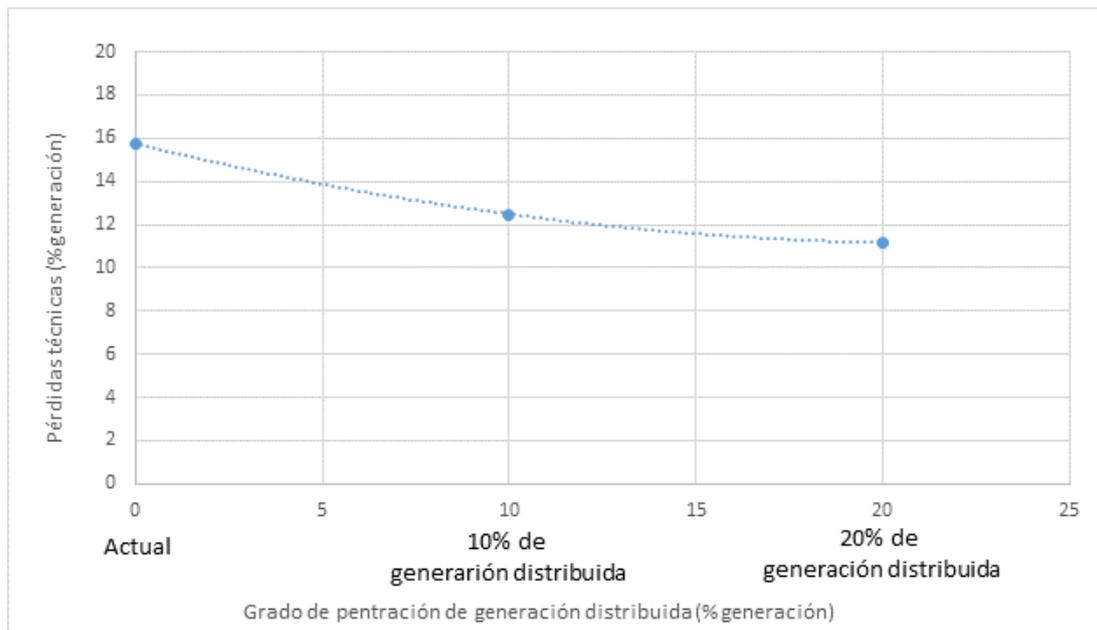
Tabla 24. Pérdidas Técnicas

PÉRDIDAS TÉCNICAS (% POTENCIA GENERADA)	ACTUAL	10% GENERACIÓN DISTRIBUIDA	20% GENERACIÓN DISTRIBUIDA
Urbano	15,75	12,38	11,07
Industrial	15,75	13,40	11,38
Rural	15,75	12,45	11,24
Valor característico Colombia	15,75	12,48	11,17

Fuente: CIRCE

Como se aprecia en la Figura 24, la generación distribuida permite reducir las pérdidas técnicas desde un 15,75% que es valor actual hasta un 12,48% cuando la penetración de la generación distribuida es del 10% y hasta un 11,17% cuando la generación distribuida alcanza el 20% de la generación.

Figura 24. Evolución de las pérdidas técnicas en función del grado de penetración de sistemas de generación distribuida.



Fuente: CIRCE

Tal y como se define el KPI de la reducción de pérdidas técnicas será expresado respecto del índice inicial (15,75%), obteniendo un valor mínimo, medio y máximo en función del nivel de penetración de la generación distribuida según se muestra en la Tabla 25.

Tabla 25. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de pérdidas técnicas

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Reducción de pérdidas técnicas (%)	0,00%	20,76%	29,08%

Fuente: CIRCE

Cabe destacar que, independientemente del tipo de circuito, la reducción de las pérdidas hasta alcanzar el 10% de penetración de la generación distribuida se sitúa cercana al nivel teórico máximo. Es decir, un 10% de penetración de GD implicaría un descenso teórico de la corriente de un 10%. Como las pérdidas son cuadráticas con respecto a la corriente, el nivel máximo teórico de reducción de pérdidas sería de un 21%. Como el nivel máximo esperado de penetración de GD en el marco del estudio se sitúa en el 10%, los resultados obtenidos son extrapolables linealmente para cualquier circuito en Colombia con un error esperado muy bajo.

Reducción de emisiones de CO₂

La instalación de sistemas de generación distribuida permite reducir el uso de las centrales térmicas que son emisoras de CO₂, adicionalmente la incorporación del vehículo eléctrico permite reducir el uso de los vehículos de combustión interna y con ello las emisiones de CO₂ que llevan asociadas.

Según los informes mensuales de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano (UPME, 2014), la media de emisiones de las centrales de generación que usan como combustible carbón y gas natural se sitió en 0,16 ton de CO₂/MWh. Contando que este tipo de centrales generó en el año 2014 el 28,19% del total de la energía producida en Colombia, se obtiene que las emisiones totales de CO₂ de las centrales de generación térmica ascendió a 11,36 millones de toneladas.

Teniendo en cuenta que el número de horas anuales de utilización de los sistemas de generación distribuida es inferior al de las centrales térmicas, es necesario definir un factor de aprovechamiento medio que relacione ambas tecnologías. Según el operador del sistema en España (REE, 2015), la media anual de utilización de las centrales térmicas se sitúa en torno a 4.000 horas, mientras que la de los sistemas fotovoltaicos distribuidos es de 1.250 horas. Con ello se obtiene que para obtener la misma energía es necesario instalar una potencia de sistemas fotovoltaicos 3,2 veces mayor que de centrales térmicas, o mostrado de otra manera que la instalación de un 10% de generación distribuida (respecto al total de potencia instalada) permite reducir la energía generada con centrales térmicas un 3,12%, considerando que la energía generada por los sistemas distribuidos no es necesario generarla con las centrales térmicas.

De forma análoga se obtiene que si el porcentaje de generación distribuida alcanza el 20%, la reducción de emisiones es del 6,24%, es decir, se hubieran emitido 0,70 millones de toneladas de CO₂ menos durante el año 2014.

Por otro lado, la incorporación del vehículo eléctrico permite reducir las emisiones de CO₂ originadas por los vehículos de combustión interna. Según datos de la UPME (UPME, 2009), la media de emisiones de los vehículos es de 0,016 toneladas de CO₂/100 km, la media de kilómetros que realiza cada vehículo es de 10000 km/año y el número total de vehículos en Colombia asciende a 9,75 millones. Teniendo esto en cuenta, las emisiones de CO₂ que se generarían por el 10% de los vehículos serían de:

$$\begin{aligned} & \text{Emisiones vehículos combustión interna reemplazados por VE (toneladas } \frac{CO_2}{\text{año}}) \\ & = N^{\circ} \text{ vehículos} * \text{Desplazamiento medio al año } \left(\frac{\text{km}}{\text{año}} \right) \\ & * \text{emisiones } CO_2 \text{ por vehículo (ton } \frac{CO_2}{100\text{km}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Emisiones 10\% vehículos térmicos} &= 0,1 * 9,75 * 10^6 * 10000 * 0,016 / 100 \\ &= 1,56 * 10^6 \text{ toneladas } CO_2 / \text{año} \end{aligned}$$

De forma análoga se puede obtener el valor para un porcentaje de penetración del vehículo eléctrico del 40%.

$$\begin{aligned} \text{Emisiones 40\% vehículos térmicos} &= 0,4 * 9,75 * 10^6 * 10000 * 0,016 / 100 \\ &= 6,24 * 10^6 \text{ toneladas } CO_2 / \text{año} \end{aligned}$$

Por otro lado, es necesario calcular las emisiones que se generarían por producir la electricidad necesaria para recargar el vehículo eléctrico en los porcentajes de penetración planteados. Para no asociarlo a la implantación de otras tecnologías se va a considerar que el porcentaje de generación de energía con centrales térmicas se mantiene en el 28,19% actual, lo que se traduce en que la generación del 28,19% de la energía necesaria para recargar el vehículo eléctrico conlleva unas emisiones de CO₂ de 0,16 toneladas de CO₂/MWh.

Según las datos de los fabricantes de vehículos eléctricos, la media de consumo de los vehículos disponibles comercialmente se sitúa en unos 0,013 MWh/100 km. De la misma

Aumento emisiones VE (toneladas CO₂/año)

$$= N^{\circ} VE * \text{Desplazamiento medio al año} \left(\frac{km}{año} \right) \\ * \% \text{ de la energía generada con centrales contaminantes} * \text{consumo VE} \left(\frac{MWh}{100km} \right) \\ * \text{emisiones centrales contaminantes} \left(\text{ton} \frac{CO_2}{MWh} \right)$$

$$\text{Aumento emisiones 10\% vehículos eléctricos} = 0,1 * 9,75 \times 10^6 * 10000 * 0,2819 * \left(\frac{0,013}{100} \right) * 0,16 \\ = 5,71 \times 10^4 \text{ toneladas } CO_2/\text{año}$$

De forma análoga se puede obtener el valor para un porcentaje de penetración del vehículo eléctrico del 40%.

$$\text{Aumento emisiones 40\% vehículos eléctricos} = 0,4 * 9,75 \times 10^6 * 10000 * 0,2819 * \left(\frac{0,013}{100} \right) * 0,16 \\ = 2,29 \times 10^5 \text{ toneladas } CO_2/\text{año}$$

Las emisiones totales previas a la instalación de RIs o SGs se calculan como la suma de las emisiones de las centrales térmicas más las emisiones generadas por los vehículos de combustión interna.

$$\text{Emisiones totales} \left(\text{toneladas} \frac{CO_2}{año} \right) = 11,36 \times 10^6 + 15,6 \times 10^6 = 26,96 \times 10^6 \text{ toneladas } CO_2/\text{año}$$

De esta forma la reducción de emisiones de CO₂ con en el caso medio se calcula según

$$I_6(\text{reducción emisiones } CO_2) (\text{medio}) = \frac{0,35 \times 10^6 + 1,56 \times 10^6 - 5,71 \times 10^4}{26,96 \times 10^6} * 100 = 6,87\%$$

Y en el caso máximo

$$I_6(\text{reducción emisiones } CO_2) (\text{máximo}) = \frac{0,70 \times 10^6 + 6,24 \times 10^6 - 2,29 \times 10^5}{26,96 \times 10^6} * 100 = 24,89\%$$

Ver Tabla 26

Tabla 26. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de emisiones de CO₂

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Reducción de emisiones de CO ₂ (%)	0,00%	6,87%	24,89%

Fuente: CIRCE

Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

La instalación de generación distribuida permite reducir el uso de los centrales hidráulicas en las épocas en las que las lluvias sean reducidas, de esta manera se evita consumir agua de los embalses que permitirá generar electricidad en las épocas de sequía

$$I_7(\text{reducción del uso de recurso hídrico}) = \%Potencia instalada GD * Factor aprovechamiento medio$$

Teniendo en cuenta que el número de horas anuales de utilización de los sistemas de generación distribuida es inferior al de las centrales hidráulicas, es necesario definir un factor de aprovechamiento medio. Como se ha mostrado en el apartado anterior, la media anual de utilización de los sistemas fotovoltaicos distribuidos es de 1250 horas, mientras que la media para centrales hidráulica según (IDAE, 2005-2010) se sitúa en torno a 3050 horas, es decir, cada 1 MW instalado de sistemas fotovoltaicos permite evitar la utilización de 0,41 MW instalados en centrales hidráulicas.

En el año 2014 el 65,49% de la energía generada en Colombia procedió de centrales hidráulicas, lo que supuso un total de 42.148,1 GWh.

Con un 10% de generación distribuida se consigue la reducción que se muestra a continuación

$$\text{Reducción de la dependencia del recurso hídrico (medio)} = \left(10 * \frac{1250}{3050}\right) = 4,1\%$$

De forma similar se obtienen los valores para una penetración del 20% de generación distribuida

$$\text{Reducción de la dependencia del recurso hídrico (máximo)} = \left(20 * \frac{1250}{3050}\right) = 8,2\%$$

Lo que indican los valores anteriores es que si se instala el 10% de generación distribuida, la energía generada con centrales hidráulicas pasaría de representar el 65,49% del total de energía generada o representar el 61,39%. Si la penetración de la generación distribuida alcanza el 20%, la energía generada con centrales hidráulicas podría disminuir hasta el 57,29%, ver Tabla 27.

Tabla 27. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Aumento de la independencia energética ante fenómenos naturales (%)	0 %	4,1 %	8,2 %

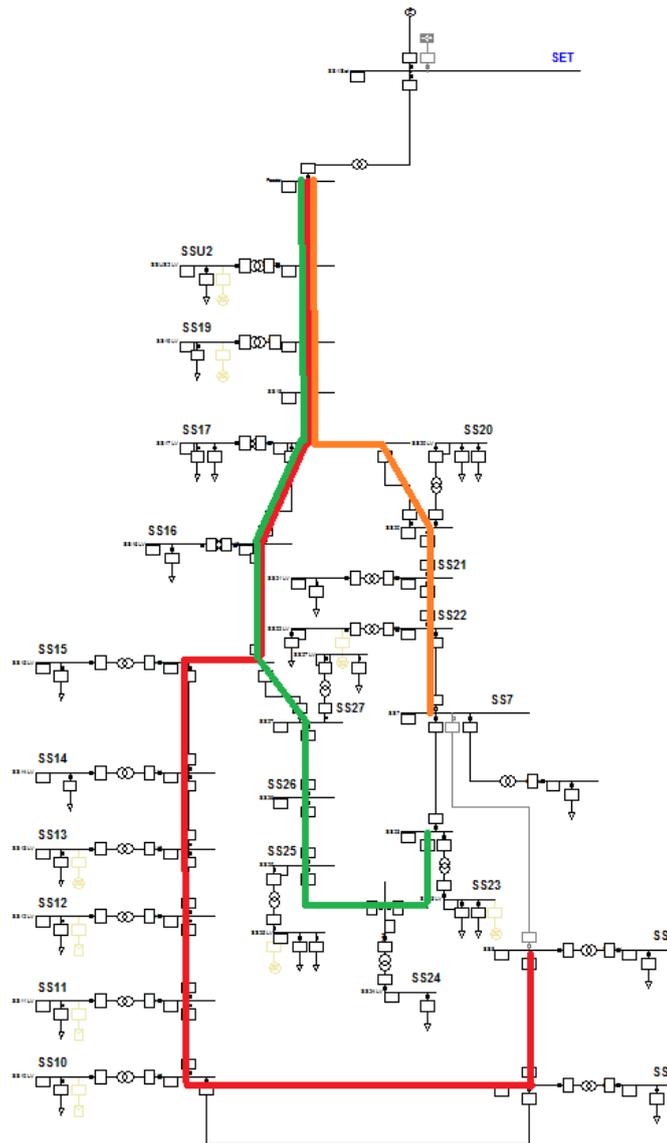
Fuente: CIRCE

Mejora del factor de potencia

A continuación se muestra el resultado de compensación de reactiva obtenido a través de la instalación de los módulos de generación fotovoltaica considerados en el estudio de reducción de pérdidas, ubicados según el método de localización óptima de puntos de compensación.

El estudio se ha llevado en cabo en la red representativa de la zona Caribe, caracterizada por un factor de potencia deficiente. Esta red se caracteriza por una topología mallada de explotación radial, dividida en tres líneas principales, como se muestra en la Figura 25.

Figura 25. Identificación de las líneas que componen la red radial representativa de la zona caribe de explotación radial



Fuente: CIRCE

En esta configuración se identifican la línea 1 (rojo), la línea 2 (verde) y la línea 3 (naranja). Previa a la presentación de los resultados, se exponen los nudos de BT identificados como localización óptima de los módulos destinados a compensación de reactiva, ver Tabla 28.

Tabla 28. Nodos de localización óptima para compensación de reactiva

Terminal	Capacidad instalada (kW)
SS22	30
SSUS2	60
SS25	60
SS13	45
SS23	60

Fuente: CIRCE

De este modo, una vez presentada la composición del sistema estudiado y determinados los nudos seleccionados para la ubicación de la compensación en cada línea, se procede a mostrar la mejora obtenida aplicando la generación distribuida como solución para la optimización del factor de potencia en la red tipo representativa de la zona Caribe, ver Tabla 29.

Tabla 29. Resultados del KPIs del factor de potencia antes y después de aplicar la solución de la generación distribuida en las diferentes líneas de la red tipo

	Indicador de factor de potencia en hora de máxima carga			Indicador de factor de potencia en hora de mínima carga		
	FP Antes de la compensación	FP Después de la compensación	KPIs (%)	FP Antes de la compensación	FP Después de la compensación	KPIs (%)
Línea 1	0,687	0,787	14,59	0,694	0,88	26,85
Línea 2	0,668	0,86	28,84	0,686	0,983	43,32
Línea 3	0,686	0,844	23,13	0,693	0,925	33,46

Fuente: CIRCE

A la vista de los resultados obtenidos en cada una de las líneas, es posible emitir la mejora mínima, media y máxima del factor de potencia conseguida en el global del sistema, ver Tabla 30

Tabla 30. KPIs de factor de potencia mínimo, medio y máximo obtenido en el global del sistema antes y después de la optimización

	Mínimo	Medio	Máximo
Antes de la optimización	0,680	0,685	0,691
Después de la optimización	0,830	0,885	0,930

Fuente: CIRCE

En conclusión, después de la instalación de fuentes de generación distribuida en los puntos señalados capaces de compensar la energía reactiva durante las 24 horas del día, y con una capacidad máxima determinada, se consigue una mejora del factor de potencia de entre el 22,1% y el 34,5%; estos valores corresponden a los valores mínimo medio y máximo de mejora del factor de potencia, ver Tabla 31.

Tabla 31. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de mejora del factor de potencia

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Mejora del factor de potencia (%)	22,10%	29,10%	34,50%

Fuente: CIRCE

Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

Entre los elementos de la red eléctrica, el más sensible a las sobrecargas es el transformador. En este punto del estudio este KPI se va a centrar en el análisis de la vida útil del transformador.

Tal y como refleja la bibliografía estudiada (H.-P. Berg, 2011), (UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION, 1991), no es posible determinar de manera precisa la vida útil de un transformador, ya que este elemento está sujeto a una serie de factores que influyen de manera determinante en su ciclo de funcionamiento (faltas, saturación, variaciones de temperatura, etc.). Por este motivo, y con el objetivo de cuantificar la pérdida de vida útil bajo condiciones determinadas, se considerará 35 años como vida útil de referencia, dato que se considera estándar en la mayoría de estudios de este tipo.

Para la cuantificación del aumento de vida útil, referente a la funcionalidad gestión de activos, se utilizan las ecuaciones que reflejan la norma de comparativa de la velocidad de envejecimiento de los transformadores según las condiciones de saturación y temperatura del aceite, ver *Anexo 4*. Tomando los valores de la tabla y el KPIs definido en dicho apartado, y partiendo de que las redes inteligentes permiten descongestionar la red, se puede estudiar qué aumento de vida útil supondría para un transformador pasar de trabajar al 108%⁶ de su capacidad, en una situación convencional, a hacerlo al 100%, gracias a la implementación de la RI.

Así, se obtiene que el transformador experimenta una pérdida de vida útil⁷ de 4,375 años al trabajar al 108% de su capacidad durante la totalidad de su actividad; y de 0 años al trabajar al 100% de la carga, como correspondería a la situación menos congestionada proporcionada por la RI.

Por lo tanto, de acuerdo con lo expresado previamente, se establecen unos valores mínimo, medio y máximo de Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución, respecto de la situación de operación convencional, ver Tabla 32

Tabla 32. Resultados utilizados en la evaluación del KPIs de reducción de Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución

KPIs	Mínimo	Medio	Máximo
Aumento de vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución (años)	0%	7,14%	14,28%

Fuente: CIRCE

4.2 Escenarios de Penetración

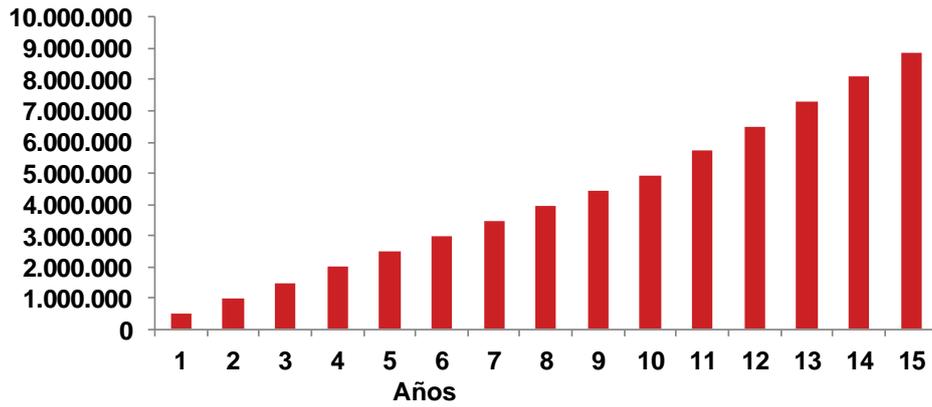
Se ha considerado un escenario de penetración para cada una de las tecnologías analizadas, ver Figura 26, Figura 27, Figura 28, Figura 29, Figura 30 y Figura 31:

- CIs (AMI),
- Automatización de red (ADA),
- Generación distribuida,
- Almacenamiento,
- Vehículo Eléctrico y,
- Gestión de Activos.

⁶ Estimación para el caso convencional, sin RI. En el caso de Colombia, la política seguida por la mayoría de las compañías hace que la mayoría de los transformadores no estén sobrecargados. El valor tomado es una referencia para poder estimar el aumento de vida útil en un caso en el que el transformador esté ligeramente sobrecargado.

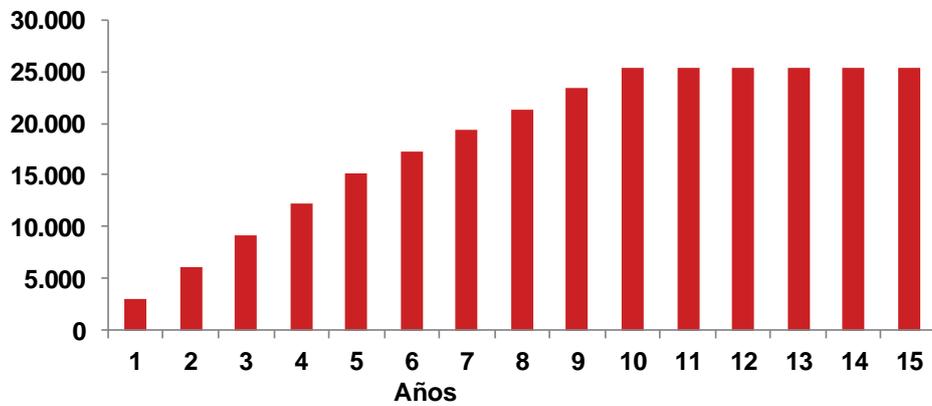
⁷ Respecto al valor estándar (35 años)

Figura 26. CIs y AMI (número de contadores inteligentes)



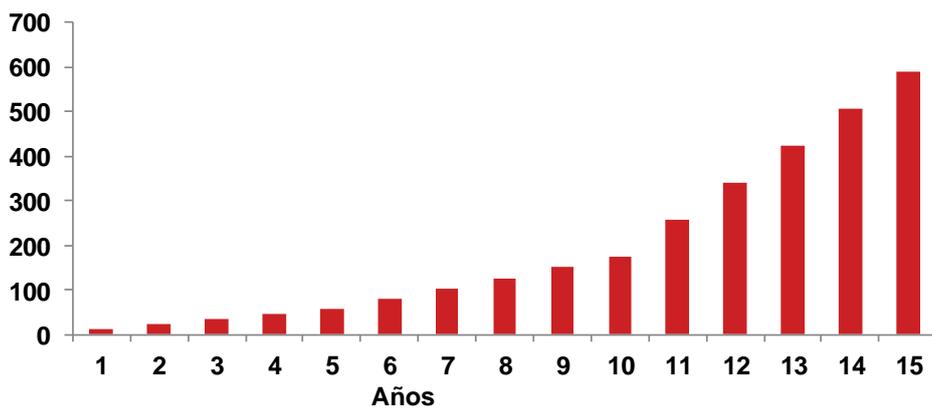
Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

Figura 27. Automatización de red (ADA) (número de transformadores)



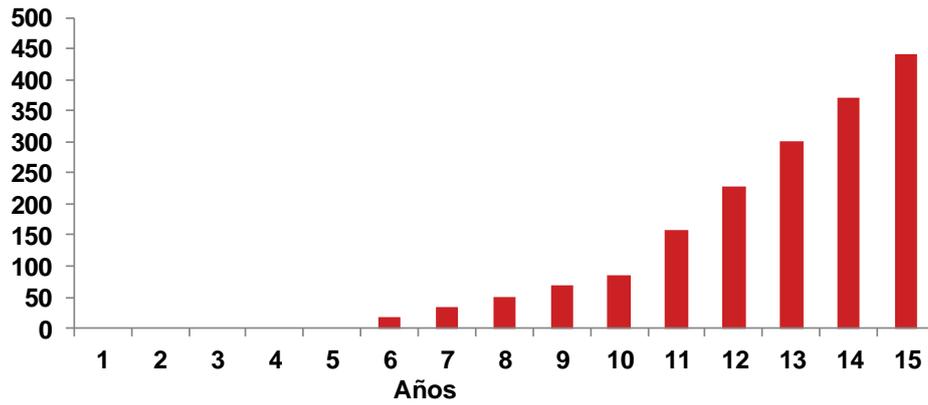
Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

Figura 28. Generación Distribuida (Potencia en MW)



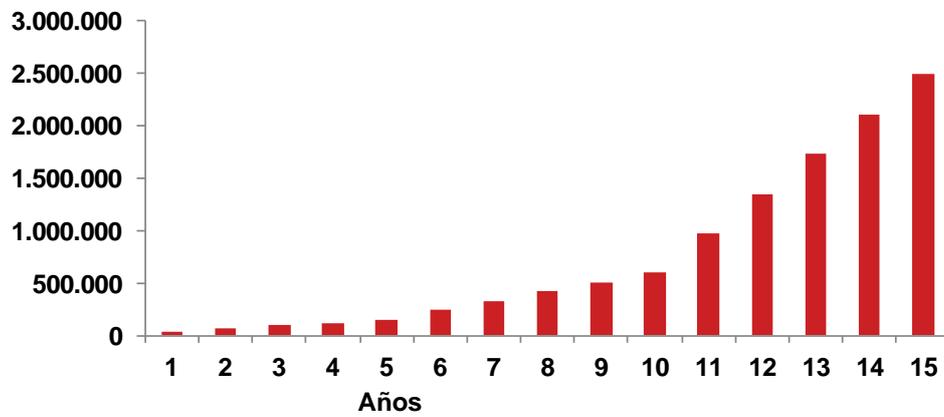
Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

Figura 29. Almacenamiento (Potencia en MW)



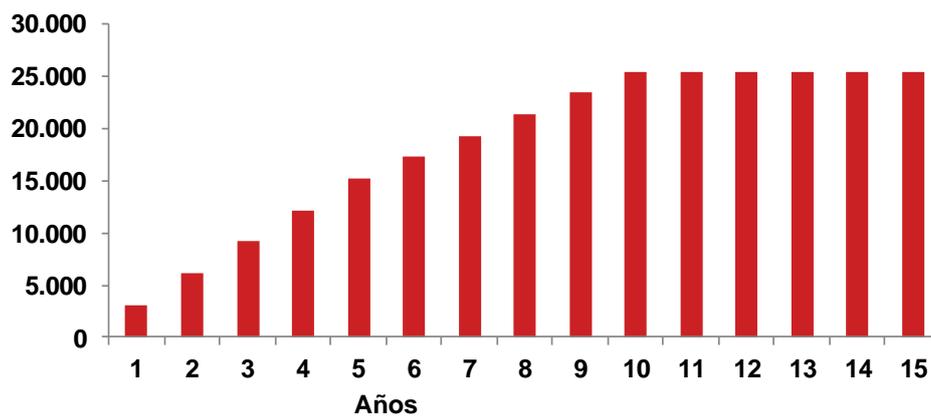
Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

Figura 30. Vehículo Eléctrico (número de coches)



Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

Figura 31. Gestión de activos (Número de transformadores)



Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

4.3 Análisis de Viabilidad de Funcionalidades

Para definir la viabilidad de implantación de una tecnología se tienen en consideración cuatro factores:

1. Coste de implementación
2. Madurez tecnológica
3. Barreras regulatorias
4. Barreras sociales

Cada uno de estos factores es evaluado para cada una de las funcionalidades. Se les asigna una valoración de 0 a 3, entendiendo que las puntuaciones más altas implican mayor grado de viabilidad. Cada una de las funcionalidades se evaluó obteniendo una media ponderada para cada factor, ver *Anexo 4*.

El coste de implementación de cada funcionalidad recibirá una valoración alta, en caso de no representar una inversión elevada, siendo por tanto “viable” desde el punto de vista económico. En caso contrario, una funcionalidad que implique un desembolso económico elevado, será calificada con viabilidad económica baja.

La madurez tecnológica recibirá una valoración elevada cuando la funcionalidad evaluada esté disponible en el mercado o no requiera un desarrollo tecnológico elevado para llegar a ser instalada.

Las barreras regulatorias representan las dificultades a las que se puede tener que enfrentar un OR cuando trate de introducir una determinada tecnología. En caso de que la legislación vigente no represente un impedimento para la implementación una funcionalidad concreta, la viabilidad de esa funcionalidad frente a las barreras regulatorias será elevada. Esta valoración se está haciendo de manera previa a los resultados del Componente II de la Cooperación Técnica que aborda el mapa de ruta de RI desde la perspectiva regulatoria y política.

Y por último, las barreras sociales representan la posible aceptación por parte de los usuarios a los que afecta la implementación, pudiendo ser esta positiva o negativa. En el caso en el que el usuario sea beneficiado por la implementación de una determinada funcionalidad, la viabilidad social de esta será alta. Sin embargo, cuando la aplicación de una determinada tecnología pueda afectar a los hábitos de consumo o pueda suponer un coste para el usuario, la viabilidad social será baja.

A continuación se procede a explicar brevemente la asignación del valor de cada uno de los factores para cada una de las funcionalidades evaluadas para la red inteligente de Colombia, permitiendo elaborar la matriz de viabilidad que se muestra al final de la sección en la Tabla 33.

CIs y monitorización (AMI)

Limitación de potencia

Teniendo en cuenta la situación actual del sistema de distribución colombiano, la implementación de la limitación de potencia sólo representaría algún impedimento desde el punto de vista de las barreras regulatorias, y de la aceptación del usuario ante la posibilidad de poder limitar su potencia de manera remota, en función de los posibles requerimientos de eficiencia energética. En cuanto al coste y madurez tecnológica, la viabilidad de esta funcionalidad es alta, ya que sólo necesita de la instalación del contador inteligente, y de un software apropiado.

Información al usuario

Dado que la tecnología que requiere es la misma que en el caso precedente, esta funcionalidad sólo cuenta con una viabilidad diferente en cuanto a las barreras sociales. Al contrario que en el caso de la limitación de potencia, el usuario se ve ampliamente beneficiado por esta implementación, ya que representa una mejora del servicio otorgado por el OR. Por ese motivo, la viabilidad social asignada a esta funcionalidad es elevada.

Detección de manipulación y aviso a compañía

En este caso, el contador inteligente tiene que ser dotado con algo más que un software apropiado para enviar o recibir información. La configuración de una alarma para detección de manipulación del contador inteligente requiere de un desarrollo tecnológico mayor que el de los casos precedentes, por lo que la viabilidad en madurez tecnológica considerada es algo inferior. Por otro lado, el cliente sabe que va a ser controlado de manera mucho más eficiente que con los contadores convencionales, por lo que la aceptación social de esta funcionalidad es algo más reducida que en casos precedentes.

Lectura y operación remota

Esta funcionalidad obtiene el mayor grado de viabilidad del estudio, debido a su fácil implementación en lo que se refiere a coste de implantación y desarrollo tecnológico. Además, tanto regulatoriamente como socialmente, representa un avance en materia de monitorización que beneficia tanto al OR como al cliente.

Gestión activa de cargas

En lo referente al contador inteligente, esta funcionalidad es la que menos viabilidad obtiene debido principalmente al desarrollo tecnológico que se requiere en la actualidad para poder gestionar de manera activa las cargas, y también a la aceptación por parte del cliente a poder ver modificado su comportamiento de consumo de manera activa. En este sentido, gestionar cargas de manera activa, necesita que la monitorización de las mismas sea prácticamente en tiempo real, por lo que el software y la red de comunicaciones requieren un desarrollo tecnológico adicional.

Tarificación horaria

La tarificación horaria es, junto con la gestión activa de cargas, la menos viable de las funcionalidades del CI.

Tarificación horaria y gestión activa de cargas son funcionalidades similares en cuanto a los requerimientos que imponen para su desarrollo, aunque en este caso, las barreras sociales representan un problema menor que las regulatorias, ya que el cliente puede ser receptivo a modificar su comportamiento de consumo si es incentivado con una reducción del precio de la energía en determinadas horas del día.

Medida de generación distribuida

La medición de generación distribuida, introduce el concepto de “bidireccionalidad” que caracteriza a las redes inteligentes. Por medio de esta funcionalidad, es posible medir el flujo bidireccional, por actuar el usuario unas veces como consumidor y otras como generador de la energía, como consecuencia de la integración de fuentes de generación distribuida en BT. La UPME ya está trabajando en medidas regulatorias que favorezcan las penetración de la GD en BT por lo que las barreras regulatorias son bajas. Por otro lado, la aceptación social de este tipo de energía es alta.

Automatización de la red de distribución (ADA)

Telemando (control remoto)

El telemando es una de las funcionalidades clave para el desarrollo tecnológico de RI en Colombia por su contribución a la mejora de la continuidad de suministro. Por esta razón tanto las barreras regulatorias y como las sociales son muy favorables. Además, contando con las iniciativas de adaptación y modernización de la red de transportes ya realizados, la madurez tecnológica no supone un problema para conseguir implementar esta funcionalidad.

Localización de faltas

Del mismo modo que en el caso anterior, la localización de faltas obtiene un índice de viabilidad muy elevado. Tras la inversión tecnológica que van a introducir algunos OR, la red colombiana está preparada para implementar esta mejora, y ni la regulación vigente, ni el usuario suponen un problema para habilitarla.

Self-healing

El self-healing es la funcionalidad más avanzada de las que se valoran para implementar con RI. No sólo supone un desembolso económico muy elevado, sino también una barrera tecnológica importante, ya que a día de hoy no existe ninguna red que esté operando con esta tecnología, al menos en explotación real. Dada esta situación, la viabilidad de esta funcionalidad es la más baja de todas.

Reconfiguración automática

La reconfiguración automática es la última funcionalidad considerada en la línea de automatización de la red de distribución. Esta funcionalidad necesita, del mismo modo que en el self-healing, de un desembolso económico importante, así como de un amplio desarrollo tecnológico.

Recursos distribuidos (DER)

Generación distribuida en BT (FV)

La generación distribuida cuenta con una viabilidad muy similar en los cuatro factores analizados. Ni su coste ni su madurez tecnológica impiden su integración en el sistema eléctrico colombiano, a nivel de regulación se cuenta con normativa que fija las condiciones del autoconsumo y cuenta con gran apoyo social por su contribución a reducir las emisiones de CO₂.

Almacenamiento

El almacenamiento permite conservar la energía generada en momentos de bajo consumo e inyectarla al sistema cuando el consumo sea elevado por lo que se puede entender como una funcionalidad avanzada de la generación distribuida. En estos momentos su coste es elevado y su madurez tecnológica media. Este hecho hace que sus indicadores de viabilidad sean inferiores a los de la generación distribuida.

Vehículo eléctrico

Movilidad pública

El vehículo eléctrico es una de las principales soluciones para el incremento de la eficiencia energética obtenido con RI. Por un lado, el usuario se beneficia por no tener que consumir combustibles fósiles y, por otro, es una iniciativa fácilmente incentivada por medio de tarifas nocturnas (horas valle) que fomenten la carga de las baterías del VE en esos tramos horarios. Además, desde el punto de vista de la compañía, el desembolso es menor que el de otras soluciones, ya que parte del coste puede ser asumido por el usuario.

V2G

El V2G es el siguiente nivel en movilidad eléctrica. El VE pasa de ser una carga más del sistema, a una carga capaz no sólo de consumir energía, pero también de inyectar la sobrante en caso de que esto represente un beneficio económico para el usuario. Por este motivo, la madurez tecnológica y sobre todo la regulación, son las dos barreras más importantes a la hora de implementar esta funcionalidad.

Gestión de activos

Al tratarse de una iniciativa que se lleva a cabo durante la totalidad del proyecto, la madurez tecnológica y el coste presentan valores de viabilidad reducidos. Adicionalmente, desde el punto de vista regulatorio y social, esta funcionalidad no debe de encontrar grandes barreras.

Resumen de resultados

Tabla 33. Matriz de viabilidad

Funcionalidad	Coste	Madurez tecnológica	Barreras regulatorias	Barreras sociales	TOTAL
Limitación de potencia	2	2,5	2	1,5	8
Información al usuario	2	2,5	2	2,5	9
Detección de manipulación y aviso a compañía	2,5	2,25	2,5	1	8,25
CIs y monitorización (AMI)					
Lectura y operación remota	2,5	2,5	2,5	2,5	10
Gestión activa de cargas	2	1,75	2	1,5	7,25
Tarifcación Horaria	2	1,75	1,5	2	7,25
Medida de generación distribuida	2	2,5	2,5	2,25	9,25
Telemando (control remoto)	1,5	2,5	3	3	10
Automatización de la red de distribución (ADA)					
Localización de faltas	1,75	2,25	3	3	10
Self-healing	0,5	0,75	1,5	2	4,75
Reconfiguración automática	1,5	1,5	2	2,5	7,5
Recursos distribuidos (DER)					
Gen. distribuida en BT (FV)	2	2	1,75	2	7,75
Almacenamiento	1,25	1,5	1,5	2	6,25
Movilidad pública	2	2	1,75	2,75	8,5
Vehículo eléctrico					
V2G	1,5	1,25	0,5	2	5,25
Gestión de activos	1,25	1,75	2,5	2,5	8

Fuente: CIRCE – CREARA CONSULTORES, S.L.

5. Análisis de las TIC para las Funcionalidades de RI en Colombia

5.1 Requerimientos de TIC

Aplicaciones de RI en red local

Este subapartado analiza los requisitos de TIC para aplicaciones de red local. La red local es dentro de la arquitectura de red de comunicaciones la más próxima al cliente, incluye las comunicaciones entre los aparatos electrodomésticos, vehículos eléctricos y otros equipos eléctricos situados en las instalaciones del cliente.

HAN proporciona comunicaciones para los electrodomésticos y equipos que son capaces de enviar y recibir señales de un medidor inteligente, pantallas en el hogar (IHDS) y / o sistemas de gestión de energía en el hogar (HEM). Estas aplicaciones incluyen domótica, puntos de ajuste óptimos del termostato para zonas distintas zonas térmicas, la temperatura óptima del calentador de agua, etc., control y gestión de cargas y proporcionan los costes totales de electricidad.

BAN e IAN se utilizan por los clientes comerciales e industriales y se centran en la automatización de edificios, calefacción, ventilación y aire acondicionado (HVAC), y otras aplicaciones de gestión energética industrial.

La red local está conectada con otros actores de las redes inteligentes (por ejemplo, una empresa eléctrica o un proveedor de servicios energéticos), a través de un medidor inteligente o una pasarela de Internet. Esto permite a las empresas eléctricas realizar aplicaciones NAN/FAN en instalaciones residenciales, comerciales e industriales, por ejemplo, servicios de prepago, mensajería de información al usuario, fijación de precios en tiempo real, y control, gestión de cargas y respuesta de la demanda.

La Tabla 34 resume los requisitos exigibles a la red de comunicaciones, en términos de tamaños de trama útil típica, requisitos de recopilación de datos, fiabilidad y latencia, junto con las tecnologías de comunicación viables que pueden soportar tales requisitos.

Tabla 34. Requerimientos de la red de comunicaciones para aplicaciones HAN/BAN/IAN en redes inteligentes

Aplicación	Automatización Doméstica	Automatización de Edificios
Tamaño típico de los datos (Bytes)	10-100	>100
Requerimientos de Frecuencia de muestreo típica	Una muestra cada periodo configurable (1 min, 15 min, etc)	Una muestra cada periodo configurable (1 min, 15 min, etc)
Latencia	Segundos	Segundos
Fiabilidad (%)	>98	>98
Fibra óptica	X	X
DSL		
Cable Coaxial	X	X
PLC	X	X
Ethernet	X	X
Z-Wave	X	

Aplicación	Automatización Doméstica	Automatización de Edificios
Bluetooth	X	
ZigBee	X	X
WiFi	X	X
WiMAX	3	
Mallado inalámbrico		X
Telefonía Móvil		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

Una red NAN apoya el flujo de información entre la WAN y una red de área local. Permite la recogida de datos de los clientes en un barrio o manzana, para transmitirla a una empresa de servicios eléctricos. La red NAN también puede denominarse Red FAN cuando conecta dispositivos de campo, como los dispositivos electrónicos inteligentes (IEDs). Las redes NAN / FAN permiten una amplia gama de aplicaciones de redes inteligentes, como medidas inteligentes, gestión de carga, automatización de la distribución, gestión de precios, gestión de cortes y restauración u otras aplicaciones basadas en el cliente.

Las redes NAN / FAN incluyen una red de medida, que forma parte de AMI, permitiendo servicios tales como lectura remota de contadores, control y detección de uso no autorizado, etc. Permite la transmisión de la información de uso de electricidad desde los contadores de energía hasta la empresa eléctrica o un sistema informático de terceros. Además, posibilita el control remoto de los dispositivos de campo, por ejemplo, en aplicaciones de automatización de la distribución. Las redes NAN / FAN se conectan a la red WAN a través de una red troncal que agrupa a varias redes NAN / FAN.

Son aplicaciones de redes inteligentes en el ámbito NAN / FAN la lectura de contadores, automatización de la distribución (DA), la respuesta de la demanda (DR), prepago, transporte eléctrico, actualizaciones de firmware y configuración de programas, gestión de cortes de suministro y su restauración, fijación de precios CDU / RTP / CPP, operación de la interrupción de suministro, información al cliente y mensajería, y administración de la red local.

Para estas aplicaciones, se requieren tecnologías de comunicaciones que soporten velocidad de transmisión más elevadas y tengan una cobertura mayor (de hasta 10 km), que las requeridas para las aplicaciones de red de área local. Los requisitos de área de cobertura y velocidad de datos para diferentes aplicaciones NAN pueden variar dependiendo de las aplicaciones. Por ejemplo, el tamaño de datos típico para una lectura de contador es 100-2400 bytes, mientras que es de 25-1000 bytes para aplicaciones de automatización de distribución.

A continuación se analizan los requisitos de red de comunicaciones de algunas funcionalidades de RIs o SGs, en términos de tamaños típicos de datos, frecuencia de muestreo necesaria, así como los requisitos de confiabilidad y latencia (Tabla 35), junto con las tecnologías de comunicación viables que pueden soportar aplicaciones de RIs en NAN / FAN. En este caso, los requisitos de latencia se refieren al retraso aceptable de actualización de datos/estado desde un transmisor a un receptor para cada aplicación de redes inteligentes.

Tabla 35. Requerimientos de los Sistemas de Red para aplicaciones NAN en las Redes Inteligentes

	Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)
1a	Lectura de contadores – bajo demanda (desde los contadores hasta las distribuidoras)	100	Cuando sea necesario (7 am – 10 pm)	<15 s	>98
1b	Lectura de contadores – bajo programada (desde los contadores hasta los frontales AMI)	1600-2400	4-6 veces diarias por contador residencial 24 veces diarias por contador industrial/comercial	<4 h <2 h	>98
1c	Lectura de contadores – transferencia masiva (desde los frontales AMI hasta las distribuidoras)	MB	X por un día para un grupo de contadores	<1 h	>99,5
2a	Precio – TOU (de la distribuidora a los contadores)	100	1 por dispositivo por evento difundido de dato de precio, 4 al año (24x7)	<1 min	>98
2b	Precio – TOU (de la distribuidora a los contadores)	100	1 por dispositivo por evento difundido de dato de precio, 6 al año (24x7)	<1 min	>98
2c	Precio – TOU (de la distribuidora a los contadores)	100	1 por dispositivo por evento difundido de dato de precio, 2 al año (24x7)	<1 min	>98
3	Servicio eléctrico prepago (distribuidora a clientes)	50-150	25 veces por contador prepago mensual (7 am – 10 pm)	<30 s	>98
4	Respuesta de la demanda – DLC (distribuidora a los dispositivos del cliente, p.e. electrodoméstico inteligente, PHEV, control de cargas)	100	1 por dispositivo y petición de difusión (24x7)	<1 min	>99,5
5	Operación de elemento de corte (de la distribuidora a los contadores)	25	1-2 diarios (8:00 am – 8:00 pm) por cada 1000 contadores	<1 min	>98
6a	Automatización de la distribución – Monitorización y mantenimiento del sistema de distribución (datos de los dispositivos de campo al DMS)	100-1000	Entre 1 horario por dispositivo y 1 semanal por dispositivo (24x7) dependiendo del dispositivo	<5 s	>99,5
6b	Automatización de la distribución – Control de tensión y potencia (comandos desde DMS a los dispositivos de campo)	150-250	Entre 1 horario por dispositivo y 1 semanal por dispositivo (24x7) dependiendo del dispositivo	<5 s	>99,5
6c	Automatización de la distribución – respuesta a la demanda del sistema de distribución (comandos desde DMS a los dispositivos de campo)	150-250	Entre 1 horario por dispositivo y 1 semanal por dispositivo (24x7) dependiendo del dispositivo	<5 s	>99,5
6d	Automatización de la distribución – detección de fallos, limpieza, aislamiento y restauración (comandos desde DMS a los dispositivos de campo)	25	1 por dispositivo por aislamiento/reconfiguración (<5 s, con un fallo menor de 1.5 min)	<5 s	>99,5
7	Administración de cortes y restauración (ORM) (desde los contadores al OMS)	25	1 por contador por pérdida de energía/restauración (24x7)	<20 s	>98
8	Distribución en el almacenamiento de los clientes (comando de carga descarga desde el DAC a los elementos de almacenamiento)	25	2-6 por periodo manejado diario	<5 s	>98
9a	Transporte (la distribuidora manda los precios para PEHV)	255	1 por PHEV por 2-4 días (7:00 am – 10:00 pm)	<15 s	>98
9b	Transporte (la distribuidora interroga la carga del PEHV)	100	2-4 por PHEV diario (7:00 am – 10:00 pm)	<15 s	>98

	Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)
10a	Actualizaciones de Firmware (de la distribuidora a los dispositivos)	400k-2000k	1 por dispositivo por evento de difusión (24x7)	<2 min – 7 días	>98
10b	Actualización de Programa / configuración (de la distribuidora a los dispositivos)	25k – 50k	1 por dispositivo por evento de difusión (24x7)	<5 min – 3 días	>98
11	Información de clientes y mensajería de clientes solicitando información de la cuenta (entre operadora y clientes en ambos sentidos)	50/200	Bajo demanda (7:00 am – 10:00 pm)	<15 s	>99
12	Administración de las instalaciones de red (de la distribuidora a los dispositivos de los clientes)	25	Bajo demanda (24x7)	<20 s	>98

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

Aplicaciones de RIs en área extendida (WAN)

La red de área extendida (WAN) soporta las aplicaciones de seguimiento en tiempo real, control y protección, que pueden ayudar a evitar cortes en cascada, a partir de información en tiempo real relacionada con el estado de la red eléctrica. También ofrece enlaces de comunicaciones para redes troncales de redes inteligentes; y cubre las largas distancias desde NAN / FAN a un centro de control.

Las aplicaciones WAN, incluidas la supervisión de área extendida, el control de área extendida y la protección de área extendida, requieren una mayor resolución de datos y un menor tiempo de respuesta que los típicos sistemas de gestión energética basados en SCADA. Mientras los SCADA trabajan con intervalos de actualización de medidas de varios segundos o incluso minutos, las aplicaciones de monitorización, control y protección de área extendida necesitan sobre 60 muestras por segundo.

La Tabla 36 resume los requisitos principales de distintas aplicaciones en términos de sus tamaños de trama de datos típicos, velocidades de muestreo, así como los requisitos de confiabilidad y latencia, junto con las tecnologías de comunicación que pueden soportar estas aplicaciones.

Tabla 36. Requerimientos de los sistemas de red para aplicación de protección de área externa, control y monitorización

Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)	Tecnología de comunicación
Protección de área extensa					
Modelo isla adaptativo	4-157	Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	Cableada: -Fibra Óptica
Predicción sobre fluctuaciones en la frecuencia de la carga		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Control de área extensa					
Control de estabilidad de tensión	4-157	Una cada 0,5 - 5 s	<5 s	>99,9	Inalámbrica: -WiMAX -Telefonía
Control de FACTS y HVDC		Una cada 30 s – 2 min	<2 min	>99,9	
Control de fallo en cascada		Una cada 0,5 - 5 s	<5 s	>99,9	
Control de estabilidad de transitorio precalculado		Una cada 30 s – 2 min	<2 min	>99,9	
Control de estabilidad del transitorio en lazo cerrado		Una cada 0,02 – 0,1 s	<0.1 s	>99,9	

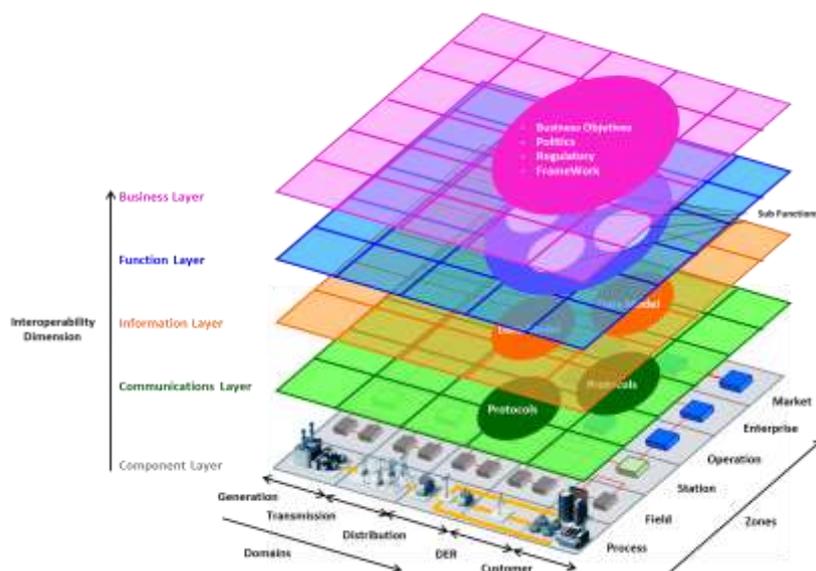
Aplicación	Tamaño típico de datos (bytes)	Requerimiento de frecuencia de muestreo típica	Latencia	Fiabilidad (%)	Tecnología de comunicación
Control de la amortiguación de la oscilación de potencia		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Monitorización de área extensa					
Monitorización de la oscilación de potencia local	>52	Una cada 0,1 s	<30 s	>99,9	
Monitorización de la estabilidad de la tensión local		Una cada 0,5 - 5 s	<30 s	>99,9	
Monitorización de la potencia en área extensa		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Monitorización de la estabilidad de la tensión de área extensa		Una cada 0,5 - 5 s	<5 s	>99,9	
Estimación del estado basado en PMU		Una cada 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Estimación del estado dinámica		Una cada 0,02 - 0,1 s	<0.1 s	>99,9	
Estimación del estado asistida por PMU		Una cada 30 s - 2 min	<2 min	>99,9	

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.2 Metodología de Análisis de las TIC para las Funcionalidades de las Rlen Colombia

El conjunto de funcionalidades previstas se analizará utilizando como referencia el modelo SGAM mostrado en la Figura 32 y descrito en detalle en el documento (CEN-CENELEX-ETSI Smart Grid Working Group , 2012).

Figura 32. Arquitectura SGAM



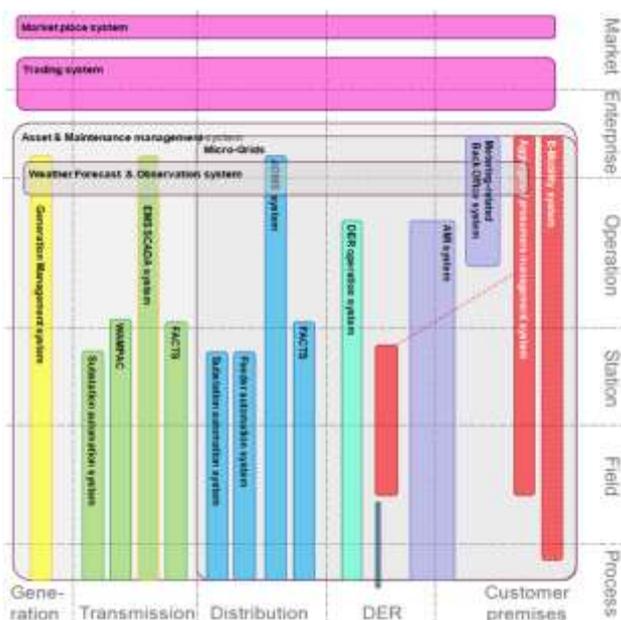
Fuente: CEN CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group

El marco establecido en SGAM combina los diferentes aspectos implicados en las RIs o SGs en un espacio de tres dimensiones: dominios, capa de interoperabilidad y zonas.

Mapeado de funcionalidades en la arquitectura SGAM

Una primera aproximación del mapeado de las funcionalidades más importantes de una RI o SG se puede apreciar en la Figura 33.

Figura 33. Funcionalidades en SGAM



Fuente: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group

Para una descripción sistemática, cada funcionalidad se mapeará en el modelo de referencia SGAM siguiendo el mismo procedimiento:

- Listado de un conjunto de casos de uso que la funcionalidad prevista debe soportar.
- Esquema de la arquitectura típica y los componentes usados para dar soporte a la funcionalidad.
- Análisis de los estándares considerados para enlazar cada componente.
 - En la capa de componente
 - En la capa de comunicaciones
 - En la capa de modelo de información.

Además, se proporcionará información adicional sobre la cobertura que proporcionan los estándares actuales a cada funcionalidad y de su capacidad para cubrir todos los casos de uso.

Convenciones usadas en el mapeado

En la descripción de los casos de uso de cada funcionalidad se indicará el estado de la estandarización empleando la siguiente nomenclatura:

- **C:** significa que existe al menos un estándar de comunicaciones (niveles 3 a 7 de la torre OSI) que define el intercambio o flujo de datos para el caso de uso bajo estudio.
- **I:** significa que existe al menos un estándar para el modelado de datos (nivel 7 de la torre OSI o por encima de este nivel) que define el intercambio o flujo de datos para el caso de uso bajo estudio.

- **CI:** significa que los dos casos anteriores se cumplen.
- **X:** significa que está en desarrollo el/los estándares necesarios

La implementación de las funcionalidades puede hacerse de formas muy diversas, por lo que se optará por presentar mapeados suficientemente precisos para indicar el uso típico de los estándares, pero, a la vez, suficientemente genéricos para dejar abiertas diversas opciones.

Para ello los sistemas serán representados empleando los siguientes elementos:

Tabla 37. Elementos de representación de equipos

Elemento	Descripción	Comentario
	Aplicación software	Se corresponde con un alto nivel de la arquitectura. Puede agruparse con otros componentes
	Interfaz de operador	Puede agruparse con otros componentes
	Componente genérico de campo	Puede agruparse con otros componentes

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

Los enlaces tienen el siguiente significado:

Tabla 38. Elementos de representación de enlaces

Elemento	Descripción	Comentario
	Conexión eléctrica entre componentes del nivel de proceso	Muestra la presencia de una red eléctrica
	Canal de comunicaciones entre componentes	Indica la presencia de una red de comunicaciones
	Comunicaciones entre un componente y otro sistema	Expresa la potencialidad de que un sistema contribuya en un caso de uso soportado por otro sistema. Indica la presencia de una red de comunicaciones cuando aparece en un nivel diferente al de proceso.

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

Cuando un enlace de comunicaciones aparece entre dos o más componentes, se representa en la capa de comunicaciones. Las reglas seguidas para dibujar la capa de comunicaciones de un sistema son:

- Los protocolos de nivel alto (5 a 7 de la torre OSI) se representan usando una doble flecha de doble punta como la siguiente:

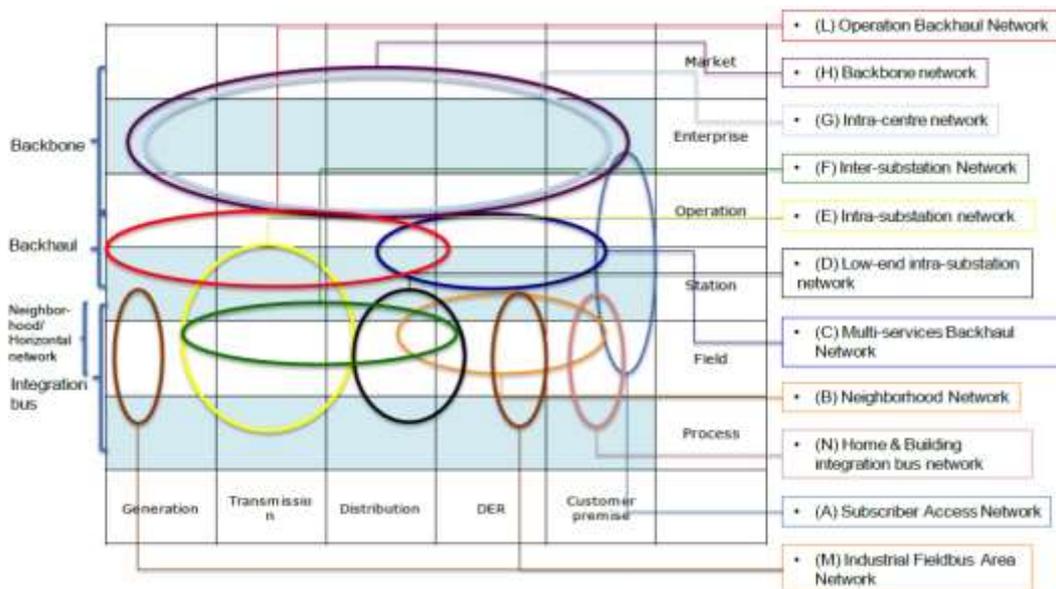


- NN indica la fuente del estándar y XXXX la referencia del estándar.
- Las tecnologías de comunicaciones correspondientes a los niveles 1 a 4 de la torre OSI, se indican, añadiendo un círculo



que contiene el tipo de red considerada, atendiendo al esquema (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Working Group Reference Architecture, 2012) de la Figura 34:

Figura 34. Subredes consideradas en SGAM



Fuente: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group

El abanico de tecnologías disponibles y su ubicación se recoge en la Tabla 39.

Tabla 39. Tecnologías de Comunicaciones

	Subscriber access network	Neighborhood Network	Field area	Low-voltage substation	Inter-substation	Inter-substation	Inter-control centre	Inter data centre	Enterprise	Backbone	Exchange	Transmission	Power network	Power network	PLC	Industrial Fieldbus
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M			
Narrow band PLC (Medium and Low voltage)	x	x	x													
Narrow band PLC (High and very High voltage)						x	x									
Broadband PLC	x	x														
IEEE 802.15.4	x	x	x													
IEEE 802.11	x	x		x	x											
IEEE 802.3/1				x	x		x	x	x							x
IEEE 802.16	x	x	x													
ETSI TS 102 887		x	x													
IPv4	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
IPv6	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
RPL / GlowPan	x	x	x													
IEC 61850				x	x	x										x
IEC 60870-5				x	x	x										x
GSM / GPRS / EDGE	x	x														
3G / WCDMA / UMTS / HSPA	x	x					x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
LTE/LTE-A	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
SDH/OTN	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
IP MPLS / MPLS																
TP	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x	x
EN 13757	x															
DSL/PON	x	x														x

Fuente: (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2014)

- El conjunto de estándares considerados en la capa de comunicaciones se recogen en la página 189 del documento (CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2014).
- Los estándares empleados para el modelado de información (niveles por encima del 7 de la torre OSI) se representan con una elipse que contiene en su interior el tipo de estándar.



En los siguientes apartados se aplica la metodología indicada a las funcionalidades previstas dentro de la arquitectura de red de Colombia. Para hacer más legible el documento, se presentan, en primer lugar la descripción general y los casos de uso posibles. Posteriormente, en el *Anexo 8* se detalla, para cada funcionalidad, el mapeado dentro de la arquitectura SGAM analizando las capas de componentes, comunicaciones e información, para concluir con una lista comentada de posibles estándares aplicables a cada caso.

5.3 Análisis de las TIC para las Funcionalidades de RI en Colombia

Se presenta el análisis de los estándares para cada una de las funcionalidades previamente estudiadas: movilidad eléctrica, contador inteligente, etc.; además de otras necesarias para dotar de estructura y elementos de control y de información a la red, como pueden ser los sistemas de Back Office relacionados con la Medición o sistemas relacionados con la administración, sistemas de gestión remota de dispositivos, Sistemas de autenticación, autorización y contabilidad, etc.

A partir del análisis de las distintas tecnologías de comunicaciones y de los requerimientos que se deben garantizar para dar soporte a las distintas soluciones de RIs o SGs, realizado en la sección anterior donde se abordan, con detalle, las diferentes funcionalidades previstas para el caso colombiano, desglosando cada una de ellas en distintos casos de usos y ofreciendo una posible solución de mapeado en una arquitectura de RI (SGAM), con indicación de los protocolos que son de aplicación y que ya están disponibles o en fase de desarrollo.

5.4 Sistema de Operación de Recursos Energéticos Distribuidos

Descripción del Sistema

El sistema DER (Distributed Energy Resource) es el responsable de la gestión a nivel de operación de los activos DER. Lleva a cabo la supervisión y el mantenimiento de los componentes, proporciona información a los operadores y personal de campo y controla la generación real. Puede actuar como una VPP técnica (tVPP) que interactúa directamente con el DSO o como una VPP comercial (CVPP) que interactúa con el mercado de la energía. El sistema puede controlar uno o más DER que se pueden distribuir geográficamente. Estos DERs podrían ser plantas individuales de generación o podrían ser combinados para VPP.

El sistema proporciona información sobre las capacidades de generación de la DER/VPP y la generación esperada (pronóstico). Asimismo controla la generación actual y de almacenamiento, incluyendo la regulación VAR y el apoyo de frecuencia en base a las solicitudes recibidas y los horarios del mercado o OR.

Conjunto de casos de uso

Los siguientes casos de uso de alto nivel pueden considerarse como parte de un sistema de operación DER. Los significados de las tres últimas columnas (disponible, próximamente, todavía no) y de las convenciones C, I, CI y X son las descritas en el apartado anterior.

Tabla 40. Casos de uso del sistema de operación DER

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		DISPONIBLE	PRÓXIMAMENTE	Todavía no
Monitorización de los flujos en la red	Monitoreo de flujos eléctricos	CI		
	Monitoreo de calidad de energía (a nivel local) para operación	C	I	
	Producción, exposición y registro de eventos con fecha y hora	CI		
	Soporte de la gestión de alarmas con marca de tiempo en todos los niveles	CI		
	Captura, exposición y análisis de eventos de perturbación	CI		
Mantenimiento de los activos de la red	Información histórica de operación	I	C	
	Monitoreo de condiciones activos	CI	C	
	Soporte para el mantenimiento periódico (y planificación)		CI	
	Optimizar el funcionamiento de equipos de campo	C	C	I
	Información histórica de mantenimiento		CI	
Gestión de la calidad de la energía	Regulación VAR		CI	
	Soporte para la frecuencia		CI	
Operación DER	Gestión de procesos DER con potencia reducida	CI		
	Gestión del rendimiento DER		CI	
	Control remoto DER (despacho)		CI	
	Registro/cancelación del registro de DER en VPP		CI	
	DER agregada como VPP técnica		CI	
	DER agregada como VPP comercial		CI	
Conexión de un actor activo a la red	Gestión de las transiciones de micro redes		CI	
	Gestión de la conexión de la generación a la red		CI	
Gestión Blackout	Prevención Blackout a través WAMPAC	CI (PMU)		?
	Conexión de cargas basado en señales de emergencia	CI		
	Restaurar el poder después de negro de salida			?
Demanda y producción (generación) flexibilidad	Recibir información metrológica o precios para conseguir más acción por parte del consumidor o CEM		CI	
	Previsión Generación (de distancia)		C	I
	Previsión Generación (de local)		C	I
	La participación de mercado de la electricidad	I	CI	
	La gestión del consumo de energía o la generación de DER vía sistema de gestión energética DER locales incluido en un programa de DR		CI	
	La gestión del consumo de energía o la generación de DER y EVSE través del sistema de gestión de la energía DER local para aumentar el consumo de autonomía local			
	Registro / cancelación del registro de DER en el programa de DR		CI	
Sistema de gestión de la seguridad y	La distribución y sincronización de los relojes	Vea la sección 0		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.5 Los sistemas de medición inteligente

Sistema AMI

Las siguientes secciones representan un resumen de la estandarización, con base en el informe técnico del SM-CG TR 50572 "Arquitectura de referencia funcional para las comunicaciones en los sistemas de medición inteligente", el nuevo informe del SM-CG al final de 2012, y el programa de trabajo del SM-CG de diciembre 2013.

Descripción del sistema

Como ya se ha comentado, el sistema AMI se refiere a toda la infraestructura de medición, que apoya el despliegue de contadores inteligentes. Incluye el propio medidor inteligente y un dispositivo de visualización externo, portal de acceso (Local Network Access Point o LNAP), concentrador de datos (Entorno de red punto de acceso - NNAP), y el Sistema de Head-End (HES).

AMI ofrece servicios para el cliente, el operador de red y el proveedor, y se utiliza para la lectura automática de contadores y la facturación y una serie de otras actividades.

Dentro de una red inteligente, el sistema AMI también puede ser utilizado para el monitoreo y control de la red. Además, podría ser utilizado para la respuesta de la demanda/gestión del lado de la demanda en relación con los sistemas de flexibilidad de la demanda y la producción (generación). Esta última funcionalidad también se puede ofrecer a través de canales alternativos.

Cabe señalar que puede haber contadores operativos aguas arriba en el sistema de red (por ejemplo, a nivel de distribución de generación o transmisión). Estos no se consideran parte del sistema AMI, que se centra en la medición a nivel de las instalaciones del cliente.

Conjunto de casos de uso

La Tabla 41 recoge el conjunto de casos de uso aplicables a través de los sistemas AMI. Las columnas se consideran normas pertinentes disponibles o próximas necesarias para apoyar estos casos de uso.

En la medida en que el AMI se utiliza en relación con la demanda y la flexibilidad de la producción, estos casos de uso deben ser leídos en conjunto con los casos de uso del sistema de gestión de consumos agregado.

Tabla 41. Sistemas AMI – Casos de uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponible	Próximamente	Todavía no
(AMI) Facturación	Obtener la lectura del medidor programada	CI		
	Establecer los parámetros de facturación	CI		
	Añadir crédito	C		Pendiente de ser anunciado
	Ejecutar control de la oferta	CI		
(AMI) Suministro de información al cliente	Proporcionar información a los consumidores	CI		
(AMI) Configurar eventos, estados y acciones	Configurar eventos de medida y acciones	CI		
	Administrar eventos	CI		
	Recuperar información de componentes AMI	CI		Pendiente de ser anunciado

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponible	Próximamente	Todavía no
				para dispositivos de medición
	Consultar disponibilidad dispositivo	CI		
(AMI) Instalación y configuración	Componente descubrimiento AMI y configuración de la comunicación	CI		Pendiente de ser anunciado para dispositivos de medición
	Sincronización de reloj	CI		
	Configurar dispositivo AMI	CI		Pendiente de ser anunciado para dispositivos de medición
	Gestión de la seguridad (Configuración)	CI		
(AMI) Acontecimientos del mercado de energía	Gestión de la entrada de cliente	CI		
	Gestión de la salida de cliente	CI		
	Gestión de las ganancias de cliente	CI		
	Gestión de las pérdidas de cliente	CI		
(AMI) Recogida de eventos e información de estado	Gestión de la calidad del suministro	CI		

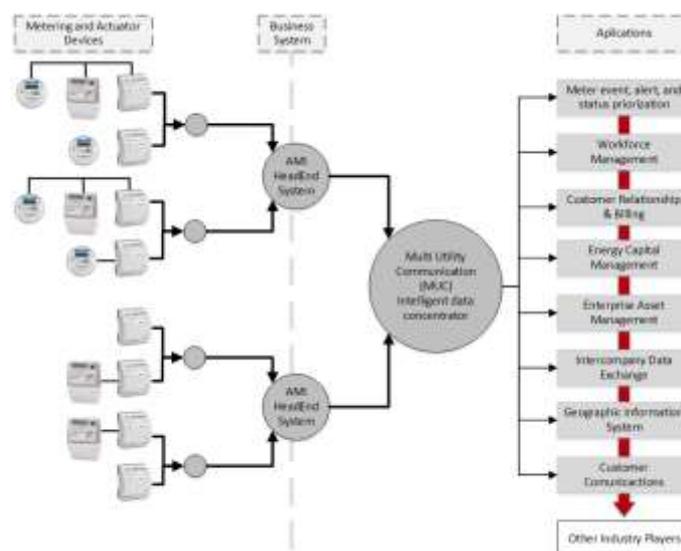
Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

Sistemas de Back Office relacionados con la Medición

Descripción del sistema

Los Sistemas de back office relacionados con la medición se refieren a una amplia gama de sistemas de back-office empleados para uso y administración de los datos derivados de la medición inteligente, sobre todo en referencia a la gestión de datos del medidor (MDM), ver Figura 35.

Figura 35. Aplicaciones típicas alojadas por un sistema de back-office relacionado con la medición



Fuente: CENELEC

Conjunto de casos de uso

En este apartado se muestra un conjunto de casos de uso genéricos que pueden ser soportados por un sistema de Back Office relacionado con la medición.

Tabla 42. Sistema de Back Office relacionados con la medición – casos de uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponible	Próximamente	Todavía no
Monitor de eventos AMI	Instalar, configurar y mantener los sistemas de medida	CI		
	Gestión de la información de la calidad del suministro	CI		
	Administrar los datos de interrupción	C		
	Administrar la red mediante los datos del sistema de medición	CI		
	Gestionar interferencia para el sistema de medición	CI		
	Activar y desactivar el sistema de medición	CI		
	Mostrar mensajes	CI		
	Facilitar der para el funcionamiento de la red	CI		
	Facilitar las acciones de respuesta de la demanda	CI		
	Interactuar con los dispositivos en los locales	CI		
	Administrar las medidas de eficiencia en base a la premisa a partir de datos del sistema de medición	CI		
	Gestión de la demanda	CI		
Facturación	Obtener datos de lectura de contadores	CI		
	Soporte Funcionalidad prepago	CI		
	Administrar la configuración de las tarifas del sistema de medición	CI		
	Acceso y salida de los consumidores	CI		
	cambio de Proveedor	CI		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.6 Sistemas de Gestión de Distribución - Sistema de Automatización de Feeder

Descripción del Sistema

Un sistema de automatización de feeder se refiere al sistema y todos los elementos necesarios para realizar la operación automatizada de componentes colocados a lo largo de la propia red de MT, incluyendo (pero no limitado a) detectores de faltas, interruptores MT de fase o neutro, seccionadores de media tensión e interruptores automáticos de MT – con o sin funcionalidad de reconexión (también llamados reclosers) entre la subestación AT/MT (lado MT incluido) y las subestaciones MT/BT.

Las operaciones típicas consideradas son las funcionalidades de protección (desde arriba y/o distribución), la restauración del servicio (después de las condiciones de falta), la reconfiguración de alimentación, el seguimiento de los parámetros de control de calidad (es decir, V, I, F, THD, huecos, sobretensiones, etc.), así como la regulación automática distribuida de la calidad de energía (Volt/VAR y frecuencia/W) a través de un control activo, en el lado MT y/o en el lado de BT.

Conjunto de casos de uso

Se muestra en la Tabla 43 un conjunto de casos de uso que debe ser soportado por el sistema de automatización de feeder y el sistema inteligente de reclosers.

Tabla 43. Sistema de automatización de feeder - Casos de Uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponibl e	Próximament e (CI ⁶)	Todavía no
Protección de los activos de la red	Proteger una zona fuera del límite de la subestación	CI		
	Realizar lógica de protección de red (interdisparo, selectividad lógica, etc.)	CI		
	Realizar lógica de seguridad en red (interbloqueos, local/remoto)	CI		
	Activación/cambio de parámetros de protección	CI		
Seguimiento de los flujos de la red	Monitorización de flujos eléctricos	CI		
	Producir, exponer y registrar de eventos con fecha y hora	CI		
	Apoyo a la gestión de las alarmas con marca de tiempo en todos los niveles	CI		
	Archivar información de operación	CI		
Mantenimiento de los activos de la red	Archivar información de mantenimiento	CI		
Control de la red (a nivel local/remoto) manualmente o automáticamente	Control de interruptor/conmutador	CI		
	Habilitar múltiples niveles simultáneos de control (local/remoto)	CI		
Reconfiguración de la red en caso de fallo	Apoyo secuencia de reenganche	CI		
	Apoyo a cambio de la fuente	CI		
	Apoyando FLISR automática	CI		
Gestión de calidad de la energía	Monitorización de criterios de calidad eléctrica	CI		
	Regulación de voltaje	CI		
	Regulación VAR	CI		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.7 Sistemas de Gestión de Distribución - Sistema Avanzado de Gestión de Distribución

Descripción del sistema

El Sistema Avanzado de Gestión de Distribución (ADMS) se refiere al sistema de información en tiempo real y todos los elementos necesarios para apoyar todas las actividades operacionales relevantes y funciones utilizadas en la automatización de la distribución en los centros de despacho y salas de control.

Mejora la información disponible para los operadores, personal de campo, los representantes de servicio al cliente, la gestión y, en última instancia, a los clientes finales.

Tal sistema se compone generalmente de uno o varios sistemas informáticos interconectados, conectados a dispositivos o subsistemas de campo, a través del uso de sistemas de comunicación WAN. También puede incluir los componentes necesarios para que el equipo de personal de campo pueda operar la red desde el campo.

El Sistema de Gestión de Distribución Avanzada proporciona siguientes funciones principales:

- Scada, monitoreo y control en tiempo real
- Aplicaciones de red avanzadas, incluyendo el modelado de la red
- Gestión de Apagones incluyendo al personal y la gestión de recursos
- Gestión de Trabajo

Sistema de información geográfica se refiere al sistema de información y todos los elementos necesarios para capturar, almacenar, manipular, analizar, gestionar y presentar todo tipo de datos geográficos e información para dar soporte al operador de red/gestor de activos en la toma de decisiones en la operación de la infraestructura energética. El sistema es compatible con todo tipo de procesos, desde la planificación y el diseño de las actividades de operación y mantenimiento del día a día. Proporciona al operador y planificador la localización de activos y otras especificaciones y dimensiones de los activos correspondientes.

Conjunto de casos de uso de alto nivel

El conjunto de casos de uso de alto nivel que puede ser soportado por un sistema avanzado de gestión de distribución se dan en la Tabla 44. El sistema GIS no aloja un caso de uso específico, sino que contribuye a varios casos de uso como proveedor para el modelo de red que se enumeran a continuación.

Tabla 44. Sistema de Gestión de Distribución Avanzada (ADMS) - Casos de Uso

Soportado por el estándar				
Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Disponible	Próximamente	Todavía no
Seguimiento de los flujos de la red	Monitorización de flujos eléctricos	CI		
	Monitorización de calidad de la energía para la operación (a nivel local)	CI		
	Producción, exposición y registro de eventos con fecha y hora	X		
	Apoyo a la gestión de las alarmas con marca de tiempo en todos los niveles	X		
	Captura, exposición y análisis los eventos de perturbación	X		
	Archivo de la información	CI		
Mantenimiento de los activos de la red	Monitorización de condición de activos	C		I
	Soporte del mantenimiento y la planificación periódica	C	I	
	Optimización del funcionamiento equipo de campo		C	I
Administrar la relación comercial para el suministro de electricidad	Registro / cancelación del registro de clientes		C	I
Operación DER (s)	Registro / cancelación del registro de DER en VPP		C	I
	DER agregada como VPP técnica		C	I
	DER agregada como VPP comercial		C	I
Control de la red (a nivel local / remota)	Control del Switch/breaker	CI		
	Balanceo de carga del Feeder	X		

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponible	Próximamente	Todavía no
manualmente o automáticamente	Habilitar múltiples niveles simultáneos de control (local-remoto)	X		
La gestión de calidad de la energía	Regulación de voltaje	CI		
	Regulación VAR	CI		
Reconfiguración de la red en caso de fallo	Soporte de la secuencia de reenganche	X		
	Soporte del cambio de la fuente	X		
	Soporte de FLISR automática			
Conexión de un actor activo a la red	Gestión de las transiciones de las microrredes			X
	Gestión de la conexión de la generación a la red	X		
Demanda y producción (generación) flexibilidad	Recepción de información metrológica o precios para ejecutar acción por parte del consumidor o CEM			X
	Previsión de carga (desde el sistema remoto basado en la medida de ingresos)	X		
	Previsión de la Generación (en remoto)	X		
	Participación en el mercado de la electricidad	X		
Gestión del sistema y la seguridad	Distribución y sincronización de los relojes	X		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.8 Vehículo Eléctrico (E-Mobility)

Descripción del sistema

E-Mobility comprende todos los elementos y las interfaces que se necesitan para operar de manera eficiente Vehículos Eléctricos incluyendo la capacidad para considerarlos como un recurso de flexibilidad en un sistema de red inteligente.

E-Mobility es una opción para el almacenamiento de energía y, por tanto, un apoyo a la integración de las energías renovables en la red eléctrica. Sin embargo la gestión eficiente de este almacenamiento sólo puede lograrse mediante su integración en una arquitectura de red inteligente.

E-Mobility puede ofrecer una gran capacidad de carga y almacenamiento flexible para la red inteligente. No obstante, esto dependerá del caso de uso, algunos de los cuales no contribuyen a estas ventajas. La carga básica (carga del coche en un enchufe existente) no ofrece toda la gama de posibilidades desde una perspectiva de red inteligente.

Una perfecta integración se puede proporcionar a través del flujo de potencia bidireccional, la utilización de cargas manejables y el máximo intercambio de información entre el vehículo y la automatización de la red, incluyendo información sobre los precios.

E-Mobility proporcionará las siguientes funciones:

- Reserva primaria, secundaria y terciaria
- Carga manejable
- Estabilización del sistema eléctrico
- Calidad de la energía
- Nivelación de carga

-
- Desconexión de carga
 - Movilidad individual (no es pertinente para RI)
 - Conservación de la energía (aumento de la eficiencia en comparación con los motores de combustión) bajo la restricción de cumplir con las restricciones ambientales

5.9 Micro-redes

Descripción del sistema

Un sistema de micro-red se refiere al sistema de información en tiempo real y todos los elementos necesarios para apoyar las actividades operacionales relevantes y funciones necesarias para gestionar una microred. Se mejora de la información a disposición de los operadores en la sala de control, así como a los usuarios de la microred.

El sistema se compone generalmente de uno o varios sistemas informáticos interconectados y de dispositivos de campo o subsistemas, asimismo conectados en red. También pueden incluirse los componentes necesarios para permitir la operación directamente en campo.

Un sistema de micro-red proporciona las siguientes funciones principales:

- SCADA, monitoreo en tiempo real y control de la micro-red.
- Capacidad de distribución de electricidad a cualquier usuario de la micro-red.
- Capacidades para proteger y mantener los activos de la micro-red.
- Capacidades de automatización para garantizar el equilibrio de la oferta y la demanda
- Capacidades de automatización para manejar el modo isla y la conexión y desconexión de la red principal.

También puede incluir "actividades comerciales relacionadas", y además:

- Capacidades Comerciales
- El suministro de electricidad y las capacidades de respaldo de datos relacionadas con los medidores asociados

Basándose en los DER locales y en los dispositivos primarios de la microred, esta necesita mantener su estabilidad, tensión, frecuencia y fiabilidad.

Durante el modo conectado a red, puede interactuar con un EMS o DMS para realizar diversas funciones de apoyo a la red como:

1. Gestión de picos
2. Reservas para la respuesta
3. Servicios auxiliares
4. Apoyo a la tensión de red (VARS)
5. Energía de backup para emergencias

Mientras que en el modo de isla un sistema de micro-red puede ser llamado a realizar las siguientes funciones:

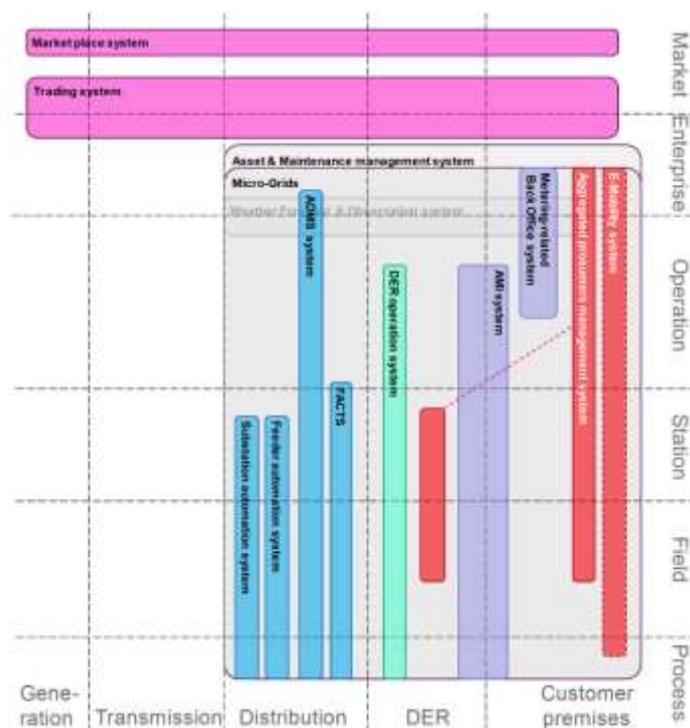
1. Paso a modo isla bajo demanda
2. Paso a modo isla por emergencia
3. Sincronización con la red y (re-)conexión

4. Equilibrio generación-demanda
5. Arranque en el modo isla
6. Configuración de la red.
7. Control de tensión/potencia activa/compensación de potencia reactiva
8. Despacho Económico
9. Control de Carga

Partiendo de un dominio prospectivo, las micro-redes son una "red en pequeño" y pueden abarcar 3 dominios principales - Distribución, DER y clientes locales, y luego abarcar sistemas de estos mismos dominios. La

resume los componentes, subsistemas, y las interfaces que componen un sistema de micro-red. Con estas interfaces definidas, se pueden establecer las normas que son de aplicación.

Figura 36. Microredes – posibles Dominios y los Sistemas de Distribución



Fuente: CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group

Conjunto de casos de uso

Los casos de uso de alto nivel que pueden considerarse son:

Tabla 45. Casos de uso de una micro-red

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		DISPONIBLE	PRÓXIMAMENTE	Todavía no
Manejo de escenarios de micro-redes	Paso a modo isla bajo demanda	C		I
	Paso a modo isla por emergencia	C		I
	Sincronización con la red y (re-)conexión	C		I
	Equilibrio generación-demanda	C		I
	Arranque en el modo isla	C		I

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.10 Sistemas de Administración - Sistema de gestión de activos y mantenimiento

Descripción del Sistema

El sistema de gestión de activos y mantenimiento se refiere al sistema de información y todos los elementos necesarios para apoyar al equipo encargado de la gestión de los activos del sistema a lo largo de su ciclo de vida total. Se utiliza para ayudar a maximizar los ciclos de vida de los activos, ayudar en la preparación de los planes de futuro (planificación a largo plazo, de optimización a medio plazo, de extensión, renovación) y para el trabajo de mantenimiento asociado. Dicho sistema se compone generalmente de uno o varios sistemas de TI interconectados, conectados a los dispositivos o subsistemas de comunicaciones en campo, a través del uso de sistemas de comunicación de LAN / WAN.

La aplicación cubre los diferentes procesos de negocio que contienen los diferentes métodos de mantenimiento (correctivo y periódico) y los modelos de mantenimiento de los activos relacionados.

Los sistemas de gestión de activos y mantenimiento se utilizan en la generación, transmisión, distribución y dominio DER.

Conjunto de casos de uso

Los siguientes casos de uso de alto nivel pueden ser soportados por el sistema de gestión de activos y mantenimiento.

Tabla 46. Sistema de gestión de activos y mantenimiento - Casos de uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		DISPONIBLE	PRÓXIMAMENTE (CI)	Todavía no
Seguimiento de los flujos de la red	Producir, exponer y registrar de eventos con fecha y hora	CI		
Mantenimiento de los activos de la red	Monitorizar condiciones de los activos	C	CI	I
	Soporte del mantenimiento periódico (Y planificación)	CI	C	I
	Optimizar las operaciones con personal	C	C	I
	Archivar la información de mantenimiento	CI	C	I
Gestión del sistema y seguridad	Descubrimiento de nuevos componentes en el sistema		C	I
	Distribución y sincronización de relojes	CI		

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.11 Sistemas de Administración - Sistema de Referencia de Reloj

Descripción del sistema

Muchos sistemas de redes inteligentes necesitan un tiempo global unificado y relojes sincronizados, distribuidos entre todos los componentes con el fin de apoyar a algunos casos de uso específicos, tales como la hora exacta de estampado para eventos registrados, pero también, cada vez más, para realizar algoritmos de tiempo crítico sobre la base de muestras de medición digitales con marca de tiempo, como los valores muestreados especificados por la norma IEC 61850.

El sistema de referencia de reloj se refiere al sistema y a todos los elementos necesarios para apoyar la definición del reloj principal, la distribución del tiempo y los servicios de sincronización del reloj para asegurar una gestión del tiempo unificado dentro del sistema. Por lo general se hace uso de una colección de uno o varios servidores de reloj, sistemas de transmisión, estaciones de relevo, estaciones tributarias y equipos terminales de datos que pueden ser sincronizados.

El sistema de referencia de reloj será altamente dependiente de la exactitud necesaria en las capturas de tiempo, desde segundos de precisión (por ejemplo, para el control de procesos DER), al milisegundo (s) para eventos relacionados con la electricidad, hasta microsegundos para muestras digitales.

La referencia de reloj puede ser una referencia de tiempo local (la importancia está en que todos los relojes de los componentes compartan la misma referencia de tiempo) o tiempo de referencia absoluto (la importancia está en que todos los relojes se refieran a la misma referencia de tiempo absoluta). El último caso puede considerarse incluso para obtener un mismo tiempo de referencia dentro de un sistema local, dado que puede ser más fácil de desplegar (por ejemplo mediante GPS).

Conjunto de casos de uso

La información de tiempo puede estar asociada a la mayoría de los casos de uso en RIs o SGs.

Tabla 47. Sistema de Referencia de Reloj - Casos de Uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponibl e	Próximament e	Todavía no
Gestión del sistema y la seguridad	Distribución y sincronización de los relojes	I	C	

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

5.12 Sistemas de Administración - Sistemas de Autenticación, Autorización y Contabilidad

Descripción del sistema

Autenticación, autorización, contabilidad (por sus siglas en inglés Authentication, Authorization, Accounting ,AAA) se refiere a los sistemas de información utilizados para conceder acceso granular a un dispositivo o un servicio mediante el control de lo que un usuario o sistema dado puede acceder y cómo.

La autenticación es el proceso para autenticar una identidad (un usuario o un sistema). El proceso verifica que la persona o el sistema es realmente la que dice ser mediante la verificación de pruebas. Esto se hace generalmente usando credenciales como login / contraseñas, contraseñas de un solo uso, certificados digitales, etc.

La autorización es el proceso de identificar lo que se permite realizar a una identidad dada en un sistema dado. Describe los “permisos” de la identidad sobre el sistema. En otras palabras, se describe en qué medida se permite que la identidad pueda manipular el sistema. Por ejemplo, los derechos de un usuario del sistema operativo en el sistema de archivos (qué se puede leer, qué se puede modificar, qué se puede ejecutar) o los derechos de acceso de un sistema en la red (a qué se permite al sistema que se conecte).

La contabilidad es el proceso que mide los recursos consumidos por la identidad a los efectos de facturación, auditoría y presentación de informes. Los sistemas de contabilidad también se utilizan para registrar eventos. Por lo general, se registra el siguiente tipo de información: Identidad, el éxito de

autenticación / fracaso, el éxito de Autorización / fracaso, lo que se accede, cuándo se inicia el acceso, cuándo finaliza el acceso y cualquier otra información pertinente relacionada con el servicio prestado.

Cuando se trata de buscar un caso representativo de un sistema de AAA es difícil encontrarlo sin tener un contexto. Incluso si se llevan a cabo el mismo tipo de acciones, la forma en que se llevan a cabo depende del contexto y de la arquitectura técnica utilizada en ese contexto.

La siguiente imagen (Figura 37) está tomada de la norma IEC / TR 62351-10 y muestra un escenario de automatización de subestaciones. Como se muestra, el acceso se controla mediante un servidor de acceso remoto (un círculo rojo en la figura).

Figura 37. Ejemplo de AAA en una subestación de un caso de uso de automatización

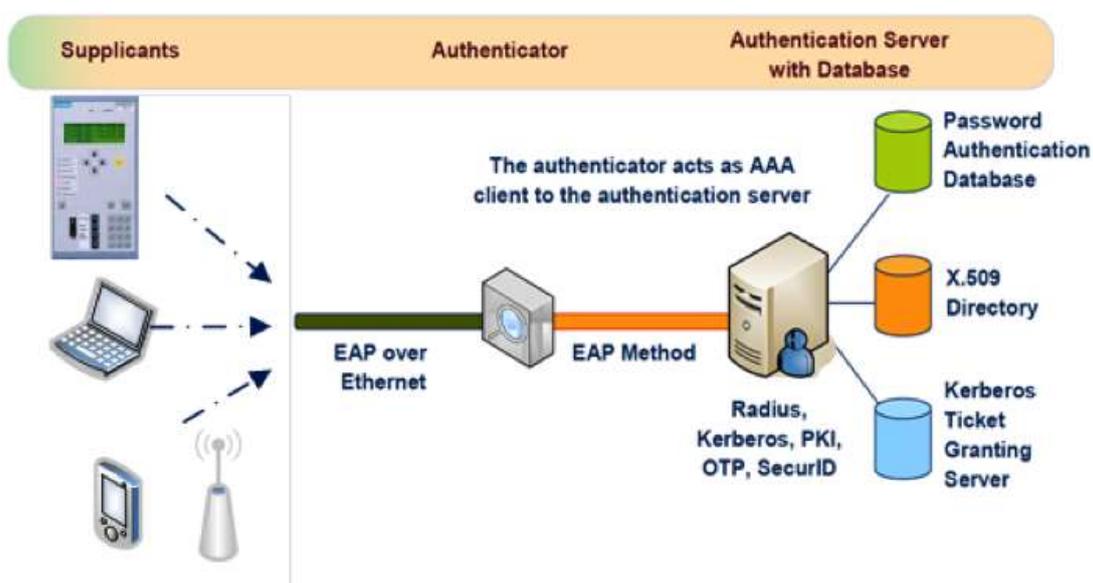


Fuente: Norma IEC / TR 62351-10

La protección de acceso en las zonas o subredes se realiza normalmente mediante el uso de la AAA (autenticación, autorización y contabilidad). AAA se basa básicamente en tres componentes, el solicitante (la persona o componentes que quiere acceder a la subestación), el autenticador (el interruptor de entrada de acceso) y el servidor de autenticación (la realización de la autenticación, autorización y contabilidad).

En el caso de la AAA existen normas que la soportan, como el marco definido por la IETF EAP (Enhanced Authentication Protocol). EAP permite la autenticación y establecimiento de clave y se puede asignar a protocolos como IEEE 802.1x para la comunicación entre el solicitante y el autenticador o RADIUS (Remote Authentication Dial In User Service) para la comunicación entre el autenticador y el servidor de autenticación como se muestra en la Figura 38.

Figura 38. EAP General



Fuente: IETF EAP (Enhanced Authentication Protocol)

Existen también medios adicionales para la comunicación entre el autenticador y el servidor de autenticación. Un ejemplo es TACACS + (Terminal Access Controller Access-Control System). En contraste con RADIUS, utiliza TCP para la comunicación.

El enfoque actual usado para acceder de forma remota a una subestación se basa en la aplicación de una conexión VPN basado en IPSec. El terminal VPN en la subestación está conectado con la infraestructura AAA, para asegurar que sólo las conexiones autenticadas y autorizadas son posibles. Esto se logra a menudo mediante el uso de un componente dedicado, una pasarela VPN.

En el futuro, la seguridad puede mejorarse especialmente para conexiones que utilizan la norma IEC 61850 o IEC 60870-5-104. Para estos protocolos, los medios de la IEC 62351 se pueden aplicar directamente para proteger la comunicación, lo que permite una relación de extremo a extremo de seguridad que termina en la subestación. Por lo tanto, esta protección no requiere necesariamente de una conexión VPN específica para proteger la comunicación. Se espera que las conexiones VPN sigan ofreciendo un valor, ya que hay otras conexiones, por ejemplo, voz sobre IP, que pueden ser protegidas mediante el túnel VPN.

La norma IEC 62351-8 (RBAC, Role Based Access Control), en conjunto con la norma IEC 61850 ofrecen posibilidades adicionales, que pueden ser utilizadas para apoyar aún más el control de acceso remoto. IEC 62351-8 permite el control de acceso basado en roles de grano fino usando X.509 certificados y claves privadas correspondientes. Esto permite la extensión del control de acceso también dentro de la subestación. Por lo tanto, permite además la restricción de acceso o derechos de acciones operativas o de gestión dentro de la subestación. IEC 62351-8 puede ser utilizado en conjunción con LDAP para recuperar credenciales específicas de RBAC de un repositorio.

Conjunto de casos de uso

Los siguientes casos de uso de alto nivel, ver Tabla 48. Sistema AAA - Casos de Uso pueden ser soportados por el sistema AAA para una solución de acceso remoto (en ese ejemplo se aplica a un sistema de automatización de subestaciones).

Tabla 48. Sistema AAA - Casos de Uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponible	Próximamente (CI)	Todavía no
Control de Acceso (Ejemplo de acceso remoto a subestación)	Acceso local a los dispositivos que residen en una subestación, con la autenticación y la autorización de subestación local	X		
	Acceso local a los dispositivos que residen en una subestación, con el apoyo de alto nivel (por ejemplo, el centro de control) para la autenticación y autorización	X		
	Acceso remoto a los dispositivos que residen en una subestación, con la autenticación y la autorización de subestación mediante una VPN separada	X		
	El acceso remoto a dispositivos que residen en una subestación, con el apoyo mayor nivel (por ejemplo, centro de control) para la autenticación y la autorización utilizando una VPN separada	X		
	Acceso remoto a los dispositivos que residen en una subestación, con la autenticación y la autorización de subestación de uso de protocolos de comunicación medios de seguridad inherente.	(X)	X	
	El acceso remoto a dispositivos que residen en una subestación, con el apoyo de nivel superior (por ejemplo, centro de control) para la autenticación y autorización usando un protocolo de comunicación seguridad inherente.	(X)	X	
Gestión del sistema y la seguridad	Gestión De Usuarios	(X)		
	Administración de funciones	(X)		
	Gestión de derechos / privilegios	X		
	Gestión de certificados		X	
	Gestión de Eventos		X	

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

El control de acceso basado en la autenticación de personas o componentes en estos casos de uso puede ser proporcionada por diferentes medios como:

- Nombre de usuario / contraseña
- Certificados X.509 y claves privadas correspondientes
- Seguridad en Tokens (como generadores de contraseñas de un solo uso, tarjetas inteligentes, contadores RFID, etc.)

Los medios de autenticación también pueden ser directamente derivados del método EAP usado durante el acceso a la red. A través de diferentes métodos, EAP básicamente permite la aplicación de la totalidad de los métodos de autenticación declarados en la lista anterior.

Dependiendo del caso de uso, estos medios pueden aplicarse sólo a nivel local. Esto puede incluir la gestión local de acceso, las funciones y los derechos asociados. Por otra parte, estos medios pueden ser utilizados como parte de los protocolos de comunicación en diferentes capas del modelo OSI. Una opción adicional es delegar el control de acceso desde el nivel de la estación al nivel de operación. Esto conduce a decisiones de control de acceso por un servidor AAA que reside en un centro de control, por ejemplo.

5.13 Sistemas de Administración - Sistema de Gestión remota de Dispositivos

El sistema de gestión de dispositivos es un sistema de ayuda a los usuarios de sistemas para la gestión de la conexión / desconexión / actualización de firmware y mantenimiento de los dispositivos de un sistema. Se puede utilizar como un servidor de configuración para almacenar la configuración de un dispositivo y ayudar a cambiar un dispositivo que ha fallado con uno nuevo, asegurando el mismo ajuste exacto utilizado en este nuevo dispositivo.

A junio de 2015, fecha del presente documento, todavía hay una norma específica realmente apoyando tales características, que sin embargo pueden llegar a ser cruciales en el futuro con el uso prolongado de dispositivos electrónicos complejos en campo. Algunos trabajos previos parecen haber comenzado en la IEC TC57, pero todavía no hay ningún resultado claro.

5.14 Sistemas de Administración - Sistema de Pronóstico del Tiempo y Observación

Descripción del sistema

Un sistema de pronóstico del tiempo y observación se refiere al sistema y todos los elementos necesarios para llevar a cabo el pronóstico del tiempo y el cálculo de la observación y de distribuir la información geoespacial calculada con referencia a otros sistemas conectados, como los sistemas de gestión de distribución, sistemas de gestión, sistemas de transmisión DER / gestión de Generación, sistemas de EMS o VPP para DER, etc. permitiendo en muchos casos optimizar los procesos de toma de decisiones o automatización.

Por lo general, comprende un sistema de TI garantizado, basándose en una infraestructura SOA, posiblemente interconectados para la observación meteorológica internacional y / o conectado a un número de sensores meteorológicos.

Conjunto de casos de uso

Un sistema de previsión del tiempo generalmente es capaz de proporcionar actualizaciones de previsiones, de manera solicitada o no, tales como:

- Previsión general atmosférica
- Relojes / Advertencias (futuros)

Además, también puede proporcionar observaciones meteorológicas que pueden ser solicitados o no solicitados, y puede cubrir información, tal como:

- Rayo observado (futuro)
- Condiciones actuales
- Datos de acercamiento de tormenta (futuros) como:

- Temporizador de precipitación
- Futuro rayo (actualmente sólo en EE.UU.)
- Pasillos de tormenta (en la actualidad sólo en EE.UU.)

En consecuencia la lista de casos de uso de alto nivel se muestra en la Tabla 49:

Tabla 49. Sistema de Pronóstico Meteorológico y Observación - Casos de Uso

Clúster de casos de uso	Casos de uso de alto nivel	Soportado por el estándar		
		Disponible	Próximamente (CI)	Todavía no
Flexibilidad de la producción (generación) y Demanda	Carga de pronósticos	I		
Pronóstico de las condiciones meteorológicas y la observación	Pronóstico de viento	C	I	
	Pronóstico de sol	I		
	Pronóstico de temperatura	I		
	Proveer de observaciones meteorológicas	I	I	
	Alertas de situación		X	

Fuente: CIRCE – Universidad de Alcalá

6. Análisis Costo Beneficio

6.1 Introducción

Los objetivos específicos asociados a esta sección son los siguientes:

- Analizar la estructura de costos de los diseños propuestos
- Proponer metodologías para la estimación de beneficios de soluciones RI
- Desarrollar una herramienta para la estimación de indicadores económicos y análisis costo-beneficio
- Obtener indicadores de impacto y viabilidad de las soluciones propuestas

Este análisis se basa en los resultados de las secciones anteriores y en las siguientes fuentes de información:

1. Los resultados disponibles de los pilotos analizados:
 - EPM - UNE
 - Red Yumbo de EPSA
 - Centro Gestión de la Medida EPSA
 - Transporte eléctrico EPSA
 - Automatización op. Redes CHEC
 - AMI TWACs de Aclara
 - TICs Electricaribe
2. Estudios de referencia tales como:
 - Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid, EPRI, 2011, EEUU
 - Smart meters in the Netherlands, Revised financial analysis and policy advice, KEMA, 2010, Holanda
 - Smart Metering & Infrastructure Program Business Case, 2010, Canadá
 - Smart Grid, Smart City: A New Direction for a New Energy Era, 2009, Australia o Benefit-Cost Analysis for Advanced Metering and Time-Based Pricing, 2008, Vermont, EEUU
 - Cost Benefit Analysis for Israel, 2013, Israel
3. Entrevistas con expertos del sector
4. Conocimiento específico de las RI de los autores, principalmente:
 - Técnico y económico de CIRCE y la Universidad de Alcalá de Henares
 - Económico y Financiero de CREA
 - Del mercado eléctrico de Colombia de los expertos colombianos (Universidad Tecnológica de Pereira)

Las tecnologías de RI incluidas en el análisis son las que resultan del análisis previo de la Construcción (Propuesta) de Escenarios de Soluciones de Redes Inteligentes, ver PARTE II Sección 4.

Nivel de penetración de tecnologías en fase I, II Y III

En este apartado se muestra el grado de penetración de cada una de las tecnologías RI consideradas en el estudio: AMI, ADA, generación distribuida (DER incluidos los sistemas de almacenamiento) y vehículo eléctrico que se resumen en la Tabla 50. A continuación se resume, para cada una de ellas, los criterios utilizados para la definición del ritmo de penetración teniendo en cuenta los resultados obtenidos del análisis económico para ajustar los porcentajes de penetración por fases y los rangos de incertidumbre.

AMI

La instalación de CIs se plantea de forma gradual comenzando por aquellos sectores que permitan maximizar el aprovechamiento de los mismos, es decir, aquellos con un mayor consumo energético, y que, por motivos económicos, estén más predispuestos a su instalación. De forma paralela se contempla la instalación en aquellas zonas en donde el problema de las pérdidas no técnicas es más elevado. En la primera fase se contempla la instalación de CIs en todos los usuarios no regulados y en los usuarios residenciales bien con consumos elevados, bien en zonas con altas pérdidas no técnicas. Debido a que los usuarios no regulados suponen más del 50% del consumo del país, en la primera fase se alcanza el 64,49% de energía monitoreada. En las fases 2 y 3 la instalación en usuarios residenciales seguirá la misma tendencia que en la fase 1 alcanzando respectivamente el 76,74% y el 91,22% de monitorización de la energía.

Desde un punto de vista económico la instalación de CIs es viable, se considera que la incertidumbre de su penetración es reducida y se fija en un rango de ± 10 , ± 15 y $\pm 20\%$ del valor de penetración fijado respectivamente en cada una de las fases.

ADA

Según los resultados mostrados en el *Anexo 1 numeral 1.4*, las primeras fases de implantación de sistemas de automatización de red (ADA), interruptores y seccionadores con telemando, proporcionan las mayores mejoras de continuidad de suministro. A partir de un grado de penetración de aproximadamente un 5%, el grado de mejora incremental disminuye. –Teniendo en cuenta que en Colombia, hay aproximadamente unos 100 interruptores por circuito (Considerando un interruptor por posición de transformador), se plantea que el desarrollo de ADA comience por las redes urbanas, por ser redes malladas en las que la instalación de esta tecnología causa un mayor beneficio incremental, alcanzando 3 interruptores telecontrolados por circuito en la fase I, 5 en la fase II y en la fase III se considera la instalación de self-healing, sobre los interruptores telecontrolados instalados en las fases anteriores. En este caso los resultados iniciales del análisis económico consolidan los valores de penetración planteados.

En el caso de la instalación de interruptores telecontrolados los resultados obtenidos del estudio económico constatan que su instalación es viable y consolidan los resultados obtenidos de las simulaciones, por tanto para su penetración se considera un rango de incertidumbre de ± 10 , ± 15 y $\pm 20\%$ del valor de penetración fijado respectivamente en cada una de las fases.

Generación Distribuida

En el caso de la generación distribuida inicialmente se plantearon dos escenarios, el de mínima y el de máxima penetración. Según lo acordado durante el proyecto, el escenario más probable es el de mínima penetración. Dicho escenario se basa en el escenario 9 (UPME, 2013), se ha elegido este escenario porque es el que más energía renovable contempla instalar de entre los distintos escenarios de generación y demanda planteados por la UPME a 2030. A partir de este escenario, se considera que el 25% de la generación renovable que se instalará en Colombia es generación distribuida en baja tensión, obteniendo una penetración del 2,55% en el año 2030. En los primeros años, solo unos pocos usuarios

instalaran sistemas fotovoltaicos y, al madurar la tecnología, disminuir los precios y contar con las experiencias del resto de usuarios, el número de usuarios con instalaciones fotovoltaicas crecerá exponencialmente.

Almacenamiento

La penetración de los sistemas de almacenamiento se define en función de la generación distribuida instalada debido a que el beneficio que aporta se maximiza cuando actúa conjuntamente con los sistemas de generación renovable. A raíz de los resultados económicos y teniendo en cuenta la escasa rentabilidad de los sistemas de almacenamiento, se retrasa su penetración hasta la fase III, reduciendo el porcentaje de penetración al 20% de la generación distribuida instalada en dicha fase. Teniendo en cuenta estos valores el porcentaje de penetración de los sistemas de almacenamiento para la fase III es del 0,51% de la generación distribuida instalada en el escenario de mínima y máxima penetración respectivamente.

Vehículo Eléctrico

En cuanto a la movilidad eléctrica, según el escenario PND de la UPME, en 2030 se prevé que el 11,65% del total de vehículos existentes sean vehículos eléctricos, de ellos más del 91% corresponden a motos eléctricas; de un total de 20,3 millones de vehículos, se espera que prácticamente 2,4 millones sean impulsados con motores eléctricos. Considerando un ritmo de implantación progresivo de los mismos, se obtiene que en la fase I el 1,14% de los vehículos son eléctricos, en la fase II un 3,43% y en la fase III se alcanza el 11,65%.

Tabla 50. Penetración de cada tecnología en cada Fase considerada

	Generación distribuida (% del total de P instalada)		Almacenamiento ⁹ (% del total de P instalada)		ADA (número de interruptores telecontrolados por circuito)	AMI (% respecto a la energía total consumida)	VE (% respecto al n° total de vehículos)
	Esc. mínimo	Esc. máximo	Esc. mínimo	Esc. máximo			
FASE I	0,10%	0,25%	0%	0%	3 ± 0,30	64,49 ± 6,45%	1,14 ± 0,12 %
FASE II	0,40%	0,75%	0%	0%	5 ± 0,75	76,74 ± 11,52%	3,43 ± 0,52%
FASE III	1,00%	2,55%	0,20%	0,51%	Self-healing	91,22^{+ 9,78}_{- 18,25}%	11,65 ± 2,33 %

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

⁹El porcentaje de almacenamiento se fija respecto al porcentaje de generación distribuida y como la generación distribuida está expresada respecto al total de generación, representa el porcentaje de generación que cuenta con sistema de almacenamiento.

6.2 Grado de Cumplimiento de los Objetivos de Colombia

En este apartado se muestra el grado de cumplimiento del objetivo global de Colombia relacionado con el grado de implantación de tecnologías RI en el sistema eléctrico Colombiano.

En primer lugar se muestran los valores objetivo de cada uno de los parámetros de red considerados, para los que se ha definido un KPI. Estos valores objetivo marcan las metas que se podrían alcanzar si la implantación de las tecnologías RI se hace en los plazos y valores propuestos. En la Tabla 51 se muestra el valor objetivo de los principales parámetros que caracterizan las redes eléctricas y el valor actual de cada uno de esos parámetros en el SIN.

Los resultados obtenidos en el análisis económico permiten ajustar varios aspectos de los pesos que fijan el impacto de las funcionalidades en los objetivos de Colombia. A partir de los primeros resultados obtenidos se han revisado los pesos asignados al objetivo de calidad de electricidad con confiabilidad y a los de reducción de pérdidas no técnicas y técnicas, ya que han sido los que tienen una mayor influencia sobre el objetivo global del sistema eléctrico colombiano. Con estas modificaciones la calidad del suministro eléctrico tiene un peso sobre el objetivo global del 36%, la reducción de pérdidas no técnicas representa un 20% del objetivo global y la reducción de pérdidas técnicas y la gestión de demanda representa un 10%.

Tabla 51. Valores objetivo y normalización de los principales parámetros de red

Parámetro de red	Valor Objetivo	Valor Actual
Pérdidas técnicas	6%	7,875%
Pérdidas no técnicas	4%	7,875%
Aplanamiento de la curva de la demanda	87,98%	53,00%
Accesibilidad a datos de consumo (y operación remota)	0,25 \$/usuario/año	0,00 \$/usuario/año
Continuidad del suministro	10 h/usuario/año	29,47 h/usuario/año
Reducción de emisiones de CO2	20,00%	0,00%
Independencia energética ante fenómenos naturales	62,80%	65,49%
Inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución hasta 2030	47.713 M\$	47.800 M\$
Factor de potencia	0,95	0,70

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Teniendo en cuenta los valores objetivo, el grado de penetración de las tecnologías RI en cada fase y la metodología desarrollada, se ha calculado el grado de cumplimiento del Objetivo Global de Colombia. Los resultados se muestran en la Tabla 52 para cada fase y para el escenario definitivo.

Tabla 52. Resumen del grado de cumplimiento de los objetivos al final de cada fase

	Valor Objetivo
FASE I	55,91%
FASE II	78,15%
FASE III	93,32%

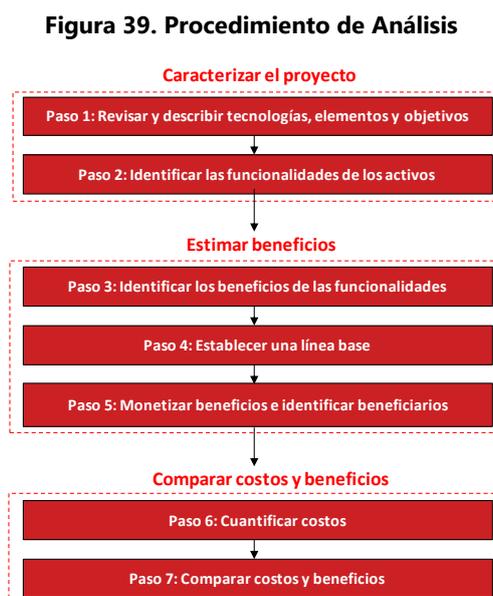
Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Al igual que sucede cuando se estudia la implantación de cada tecnología por separado, los beneficios obtenidos en las primeras fases de instalación son mayores que los que obtienen en las últimas fases. Los resultados obtenidos muestran que los valores objetivos fijados para cada KPI, son valores realistas y que si se cumplen los grados de penetración que se han planteado para cada tecnología, se conseguirá que el SIN de Colombia sea una red de mayor calidad, más segura, más competitiva y de mayor sostenibilidad que en la actualidad.

6.3 Metodología

El uso del análisis costo-beneficio (ACB) para evaluar proyectos es una técnica estándar para identificar si los proyectos generan beneficios netos para los agentes privados involucrados en el proyecto o para la sociedad como un todo. La metodología ha sido utilizada ampliamente en todo tipo de proyectos.

La metodología utilizada estima un rango de beneficios del despliegue gradual de RI en Colombia. Dado que se conocen suficientes resultados empíricos, la estimación se realiza con base en una serie de resultados de proyectos reales realizados internacionalmente, datos que fueron adaptados y extrapolados a la realidad colombiana, así como en datos de simulaciones realizadas por el CIRCE y en entrevistas con expertos del sector (OR, centros tecnológicos, profesores de Ingeniería, entre otros). La Figura 39 resume los pasos seguidos para realizar el ACB:



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Mediante el ACB se calculan ratios de beneficios (B) sobre costos (C) para determinar si los beneficios superan los costos y, si es así, en qué medida lo hacen. Dichos ratios (B/C) se calculan al dividir el valor actual de los beneficios futuros de las tecnologías sobre el valor actual de los flujos de costos de dichas tecnologías.

La fórmula resultante es la siguiente:

$$B/C = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{B_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+r)^t}}$$

Donde, ver Tabla 53:

Tabla 53. Variables de Cálculo

Abreviatura	Unidad	Significado
B/C	-	Ratio beneficio costo
T	Años	Años incluidos en el análisis
t	-	Año t
B	USD ¹⁰	Beneficios en el año t
C	USD	Costos en el año t
r	%	Tasa de descuento real

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Un análisis exhaustivo debe considerar todos los flujos positivos (beneficios o ahorros) y negativos (costos) relevantes, esto es, con impacto en la decisión de inversión. El análisis realizado incluye las siguientes variables:

- Denominador (costos): todos los costos asociados a las tecnologías (diferenciales), tal como la inversión inicial en equipos, la infraestructura de comunicaciones necesaria y costos de operación y mantenimiento
- Numerador (beneficios): los beneficios y ahorros cuantificables (monetizables) más relevantes¹¹ de la implementación de las tecnologías
 - Desde el punto de vista social, los beneficios medioambientales son ahorros relevantes: se ha considerado la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂), las cuales se han monetizado con base en una estimación del valor de la tonelada de CO₂

En función de los resultados del indicador, se puede concluir lo siguiente:

- Si el resultado es menor a 1, los beneficios no cubren los costos en el periodo de análisis
- Si el resultado es igual a 1, los beneficios sólo llegan a cubrir los costos en el periodo de análisis
- Si el resultado es mayor a 1, los beneficios son mayores que los costos, y por lo tanto valdría la pena desde un punto de vista económico realizar la inversión

Adicionalmente, se calcula el Valor Actual Neto (VAN) de la inversión, restando al valor actual de los beneficios futuros de las tecnologías el valor actual de los costos presentes y futuros de dichas tecnologías.

¹⁰ La tasa de cambio utilizada se especifica en una sección posterior.

¹¹ El análisis excluye las sinergias entre tecnologías en su total potencialidad (por ejemplo, todas las posibles aplicaciones de las tecnologías de comunicación instaladas).

Flujo de caja

El concepto de flujo de caja hace referencia a los movimientos monetarios que tienen lugar en la "tesorería" de una empresa, familia, o de una sociedad en su conjunto. El flujo de caja alude, por tanto, a la circulación de dinero, a las entradas y salidas registradas en un periodo de tiempo determinado. En este análisis se pretende incluir los impactos (flujos de caja) más relevantes y cuantificables ("beneficios") derivados de la implantación de RI así como los costos asociados.

Perspectiva del análisis

La perspectiva social del análisis de RI considera 3 grupos de interés principales:

- Operador de Red (OR)
 - Para el OR, las RI presentan beneficios potenciales que reducen la necesidad de invertir en capacidad adicional. Además, los ahorros operativos se reflejarían en menores costos de mantenimiento, lectura y facturación
- Consumidores de electricidad
 - Los consumidores podrán eventualmente gestionar su consumo (p. ej. con tarifas horarias), lo que se traduciría en ahorros en la factura eléctrica. Además, las RI podrían resultar en mayor transparencia en la facturación eléctrica, lo que incrementaría la satisfacción general del consumidor
- Sociedad
 - Para la sociedad como un todo, las RI resultan en beneficios medioambientales (menores emisiones de gases de efecto invernadero, GEI) y en mayor confiabilidad del sistema eléctrico

Aunque desde una perspectiva concreta la RI puede tener un impacto positivo claro para un segmento de población, desde una perspectiva social tal beneficio podría ser contrarrestado por un impacto negativo de la misma magnitud en otro agente. Por eso, el ACB sólo analiza los beneficios diferenciales desde una perspectiva social: el impacto de RI en la riqueza total a nivel país.

Perspectiva social

El ACB evalúa los flujos de caja (ingresos y egresos de dinero) diferenciales, comparando la situación posterior a la implementación de las tecnologías de RI respecto a la situación anterior (caso base). La perspectiva social implica un análisis del impacto neto en todos los agentes, sin identificar los efectos de suma cero (p. ej. un ahorro por parte del consumidor que supone un menor ingreso para el OR). En cambio, se centra en los efectos que impactan en la riqueza de Colombia a nivel país.

En el presente análisis se detalla el procedimiento de evaluación de costos y beneficios de las RI desde la perspectiva planteada.

Limitaciones del análisis

A pesar de ser una metodología ampliamente extendida, el ACB tiene algunas limitaciones que surgen a partir de la naturaleza misma de su construcción. En el caso de la utilización para el análisis de la RI algunas de esas limitaciones se vuelven particularmente evidentes:

- Principalmente, el ACB requiere una correcta y detallada identificación y cuantificación de los beneficios y costos de los diversos aspectos del proyecto.
- Su cuantificación "física" y valorización económica son ejercicios complejos en cualquier período, pero aún más en la medida que se extiende el horizonte de análisis a plazos más largos en el tiempo.
- Se produce una dificultad particular cuando se trata de situaciones en que los precios de referencia pueden variar significativamente
 - El ACB considera normalmente que los cambios inducidos por el proyecto en los mercados son relativamente menores y, por lo tanto, no afectan los precios relativos de los bienes que se están usando para efectos de comparar la situación con y sin proyecto
 - Existe incertidumbre no reductible (situaciones en las cuales los resultados finales son completamente inciertos en alcance y magnitud), por lo que el ACB puede mostrar resultados que no se asemejan a los resultados finales efectivos
 - Esto es un problema característico cuando se trata de evaluar proyectos en que hay un elemento novedoso y para el cual, por lo tanto, no existen referentes sobre la posible naturaleza de sus impactos¹²

Estos aspectos deben ser tomados en cuenta al momento de llevar adelante el análisis de costos y beneficios de la implementación de tecnologías de redes inteligentes.

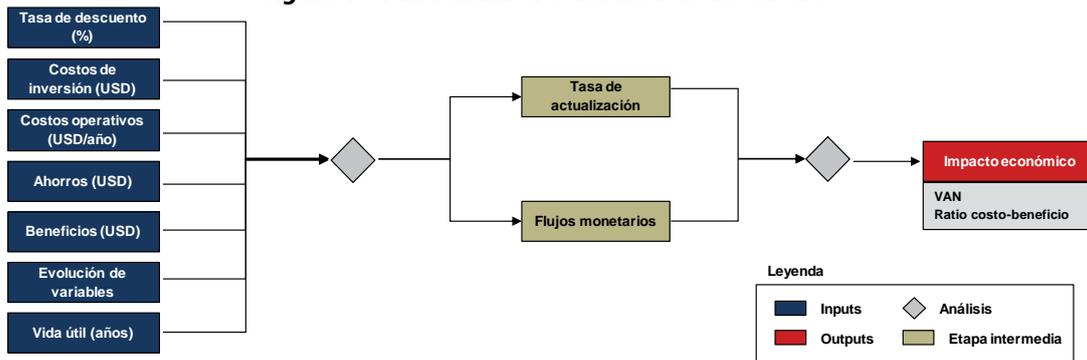
El análisis de costos y beneficios debe sobre todo en ese marco orientar los principales impactos cuantitativos, el tipo de magnitud que tienen y los aspectos que pueden hacerlo variar.

Modelo económico de cálculo

Para analizar cada una de las tecnologías desde un punto de vista económico, se ha diseñado un modelo en Excel que incorpora las variables más relevantes como se puede observar en la Figura 40

¹² A medida que se cuenta con resultados empíricos, éstos tendrán que incorporarse al análisis.

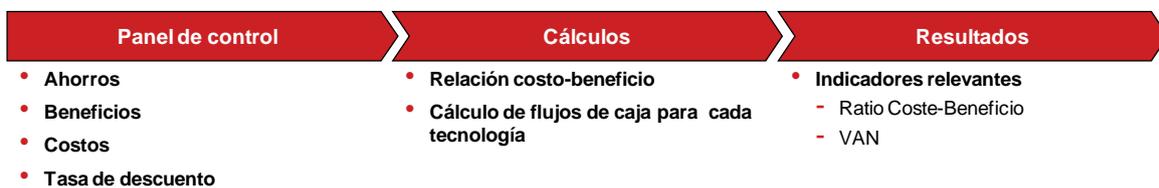
Figura 40. Funcionamiento del Modelo de Cálculo¹³



Fuente: CIRCE – CREA Consultores, S.L.

El modelo sigue un procedimiento que parte de los datos de entrada en el panel de control, para luego realizar cálculos con dichas variables y cuantificar los resultados en el horizonte de análisis:

Figura 41. Funcionamiento del Modelo de Cálculo



- Ahorros
- Beneficios
- Costos
- Tasa de descuento

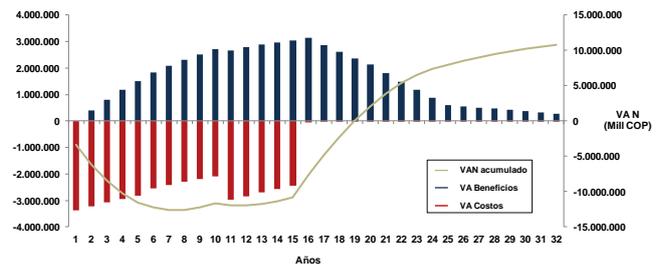
- Relación costo-beneficio
- Cálculo de flujos de caja para cada tecnología

- Indicadores relevantes
 - Ratio Coste-Beneficio
 - VAN

Vista parcial del modelo económico (ilustrativo)

CÁLCULO DE AHORROS POR MALLA												
CONCEPTO FINANCIERO CUENTAS DE LA METRICALICION												
Descripción	Unidades	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Consumos eléctricos	kWh	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026
Costo eléctrico	\$	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026	18.026
Costo ahorro por año	kWh/año	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

Flujos de caja actualizados por año y VAN (ilustrativo)



Fuente: CIRCE – CREA Consultores, S.L.

¹³ Aunque en el ABC no se diferencia, los beneficios se definen como un flujo de caja positivo “nuevo” y los ahorros como un menor costo en la situación post-RI en comparación con la situación previa

6.4 Beneficios de Redes Inteligentes Impulsores y Barreras

Los beneficios potenciales de las tecnologías de RI (AMI, ADA, generación distribuida, almacenamiento, VE y gestión de activos) incluyen tanto aspectos técnicos (principalmente los KPIs) ver *Anexo 4*.

Se cuantifican los beneficios monetizables más relevantes por tecnología, comparando la situación previa a la puesta en marcha de las funcionalidades a la situación posterior a su implementación.

La Figura 42 resume los KPIs por tecnología, los cuales se traducirán posteriormente a unidades monetarias para poder evaluar el atractivo económico de cada tecnología:

Figura 42. Beneficios (KPIs) derivados de la implantación de las tecnologías de RI

	CIs y monitorización (AMI)	Automatización de la red de distribución (ADA)	Recursos distribuidos (DER)	Vehículo eléctrico	Gestión de activos
Reducción de pérdidas técnicas	✗	✓ Reconfiguración automática	✓ Generación distribuida en BT (FV)	✗	✗
Reducción de pérdidas no técnicas	✓ Detección de manipulación y aviso a la compañía, lectura remota y medida de generación distribuida	✗	✗	✗	✗
Aplanamiento curva demanda	✓ Información al usuario, gestión activa de cargas y tarificación horaria	✗	✓ Generación distribuida en BT (FV) y almacenamiento	✓ V2G	✗
Accesibilidad a datos de consumo (y operación remota)	✓ Limitación de potencia, lectura remota y medida de generación distribuida	✗	✗	✗	✗
Mejora de la continuidad de suministro	✗	✓ Telemando, localización de faltas y self-heating	✗	✗	✗
Reducción de emisiones de CO ₂	✗	✗	✓ Generación distribuida en BT (FV)	✓ Movilidad pública y V2G	✗
Aumento de la independencia energética ante desastres naturales	✗	✗	✓ Generación distribuida en BT (FV)	✗	✗
Ahorro de inversiones	✓ Tarificación horaria	✗	✓ Generación distribuida en BT (FV)	✗	✓
Mejora del factor de potencia	✗	✗	✓ Generación distribuida en BT (FV)	✗	✗

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

El procedimiento empleado para monetizar cada KPIs se muestra en la Tabla 54.

Tabla 54. Procedimiento para Monetizar KPIs

Beneficios	Tecnología principal	KPI (ud.)	Razonamiento monetización	Principal beneficiario
Reducción de pérdidas no técnicas	Contadores inteligentes	Reducción de las pérdidas no técnicas no detectadas (%)	Valor (USD) de la venta de las pérdidas no detectadas actualmente	OR
Aplanamiento de la curva de demanda	Contadores inteligentes Almacenamiento Vehículo eléctrico	Mejora del ratio valle/pico (%)	Valor (USD) del ahorro en energía por la reducción de costos marginales	Consumidor
Accesibilidad a datos de consumo	Contadores inteligentes	Reducción de costos de operación y lectura (USD/cliente/año)	Valor (USD) del ahorro en costos operativos	OR
Mejora de la continuidad del suministro	Automatización	Reducción del indicador SAIDI (%)	Valor (USD) de las horas sin suministro eléctrico, asociado a los incentivos recibidos en la actualidad por los operadores de red (OR)	Consumidor
Reducción de las pérdidas técnicas	Generación distribuida Automatización	Reducción de las pérdidas técnicas en la red de distribución (%)	Valor (USD) del ahorro en energía generada por menores pérdidas	OR
Reducción de emisiones de CO2	Generación distribuida Vehículo eléctrico	Reducción emisiones GEI (%)	Valor (USD) de las ton de CO2 evitadas	Sociedad
Aumento de la independencia energética ante desastres naturales	Generación distribuida	Incremento de independencia energética (%)	Valor (USD) de cada kWh de origen fotovoltaico ante evento de sequía severa (precio escasez – precio de bolsa medio)	Consumidor
Mejora del factor de potencia	Generación distribuida	Mejora del factor de potencia (%)	Valor (USD) de las pérdidas técnicas asociadas a un factor de potencia bajo	OR
Ahorro de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	Gestión de activos	Aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución	Valor (USD) de las inversiones ahorradas	OR

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Para la valoración de las tecnologías respecto a su beneficio potencial para Colombia, no sólo se han considerado los KPIs, sino también el efecto en la riqueza a nivel país de un incremento del excedente del consumidor.

Cuando se decide adquirir una tecnología nueva (p.ej. CI o VE), dada una restricción presupuestaria concreta, la utilidad por unidad monetaria invertida aumenta. Es decir, al consumidor que se decanta por una nueva tecnología, le compensa desde una perspectiva “holística”, no estrictamente desde una visión económica, comprar dicho bien.

El aumento de utilidad para el consumidor es difícilmente cuantificable ya que el costo de oportunidad sólo lo conoce el propio consumidor (y difiere entre distintos agentes).

Con tecnologías innovadoras, suele suceder que los “*earlyadopters*” pagan un costo elevado por la tecnología, hasta que se crea masa crítica. Así, se acelera la migración entre tecnologías y se aprovechan las economías de escala. En un análisis ex ante (como el presente ACB) no es posible predecir el momento en que se intensifican las economías de escala.

En este análisis, se ha incluido el ahorro monetario para el consumidor de adoptar ciertas tecnologías como indicación del incremento de utilidad para la sociedad¹⁴.

Para complementar el enfoque, se han revisado experiencias internacionales con datos empíricos para evaluar si existen beneficios adicionales a los KPIs. Así, en algunos casos concretos, se han complementado los beneficios de los KPIs con otros beneficios potenciales, realizando un análisis top-down.

Las hipótesis específicas empleadas y los resultados de la monetización se presentan en la Sección Beneficios.

Existen otros beneficios más intangibles (difícilmente traducibles a flujos de caja) que, aunque no se cuantifican en el ACB, deben ser tomados en cuenta en el proceso de creación de un mapa de ruta de RI a nivel país. A continuación se presentan unos ejemplos:

- Impacto directo en la riqueza del país
 - Mejora de la imagen exterior de Colombia
 - Mayor aprovechamiento de la potencialidad del país al incrementar la calidad del servicio y la continuidad de suministro¹⁵ (Contribución al PIB)
 - Incremento de actividades de producción de bienes o servicios relacionados al sector de la RI (Contribución al PIB)
 - Impacto en las exportaciones e importaciones del sector (Balanza de comercio exterior)
 - Impacto en los impuestos pagados por los agentes del sector y las subvenciones recibidas (Balance fiscal)
 - Impacto directo del sector de las RI en la generación de empleo (Generación de empleo)
 - Impacto en el capital humano a largo plazo, ya que hay una relación directa entre las horas de luz y rendimiento académico (Educación)
 - Impacto en la calidad de vida del usuario, p. ej. de una mayor transparencia en la facturación, un mejor servicio y una mayor implicación en las decisiones de generación y consumo (Satisfacción del cliente)
- Impacto indirecto (selección)
 - Incremento de las actividades tanto de los sectores estrechamente relacionados con la RI como del resto de sectores económicos, que experimentan un efecto arrastre por la propia actividad del sector analizado (Contribución al PIB)
 - Impacto indirecto del sector de la RI en la generación de empleo

¹⁴ Esto se acercaría a la realidad, si, y solo si, los productores pudieran reemplazarse entre si y los márgenes no variarían.

¹⁵ El PIB “desaprovechado” se puede estimar como el PIB actual por cada kWh generado multiplicado por los kWh equivalentes a los cortes de suministro.

Los beneficios indirectos de las RI, aunque aquí no se cuantifican, deben ser considerados, por lo menos de una manera cualitativa en la toma de decisiones.

Ejemplo: PIB “desaprovechado” por cortes de suministro

Se estima que Colombia pierde en torno a 1.350 millones de USD al año debido a los cortes de suministro.

- Dado que el SAIDI en Colombia es de 29,5 horas/cliente medio al año, la probabilidad de corte de suministro se estima en 0,34% al año
- Así, partiendo del PIB de Colombia (396 mil millones de USD en 2014), se estima que el país pierde 1.350 millones de USD al año debido a interrupciones del servicio eléctrico

La penetración de las tecnologías debe desarrollarse progresivamente, considerando las dificultades regulatorias existentes y los procesos de inversión así como la incertidumbre respecto a la utilidad real de las tecnologías desde la perspectiva de los actores involucrados.

Ciertas tecnologías no tendrían un beneficio inmediato en el contexto actual colombiano, sin implementar las estrategias relacionadas que los hagan desplegar su aporte al sistema.

Por ejemplo, en el caso de las tarifas variables, o tarifas horarias, se requiere una definición de desarrollo regulatorio para aprovechar sus beneficios garantizando una oferta competitiva de los OR, la coherencia con objetivos de eficiencia y también la protección del consumidor.

En cambio, hay otras tecnologías que pueden tener impactos inmediatos per se o porque se pueden vincular con estrategias ya desarrolladas (de eficiencia energética, por ejemplo).

Las barreras actuales para el desarrollo de la RI son principalmente de naturaleza regulatoria, de mercado o económica. Una tendencia que afecta en todos los casos es la incertidumbre respecto al tipo de cambio. A corto plazo, la depreciación del peso colombiano desincentiva la compra de equipos. A medio plazo, el tipo de cambio puede incentivar la industria local.

A continuación se resumen las barreras actuales para el desarrollo de las tecnologías en Colombia, sobre las cuales es posible actuar para impulsar la RI.

AMI

- Las TIC suponen un costo para el OR por cada usuario
- Bajo costo de la lectura y operación manual actuales
- Insuficientes resultados empíricos en Colombia (proyectos piloto comenzados hace 15 o más años)
- Concienciación: se requiere informar y educar al consumidor

ADA

- Requiere una mayor formación de capital humano (p.ej. en el uso y control de los equipos telecontrolados)
- Sería necesario incentivar la inversión por parte de OR con baja capacidad financiera

Generación distribuida

- Sector poco maduro con márgenes altos y poca competencia
- Insuficientes alternativas de financiación
- Aunque se permite la venta de excedentes a la red, no existen incentivos efectivos que hagan de la FV una inversión rentable para un mayor número de consumidores (p. ej. Ley de net metering/net billing, donde el valor de los excedentes es igual al precio de la electricidad)
- Riesgos asociados al cambio de modelo de generación: actualmente se cuenta con un número reducido de grandes centrales de generación que es fácil de controlar y con la generación distribuida se tendrá un gran número de pequeños sistemas de generación

Almacenamiento y VE

- Tecnologías no competitivas actualmente; se requieren incentivos económicos (p. ej. subvenciones o financiación ventajosa para la compra de VE)
- Insuficiente inversión en infraestructura (p. ej. estaciones de recarga)
- Se requiere regulación específica (p.ej. que aborde la instalación de almacenamiento en puntos de consumo)

6.5 Hipótesis y Datos de Entrada

Los datos de entrada necesarios para el modelo financiero de ACB se resumen en la Tabla 54.

Tabla 55. Datos para el Análisis

DATOS GENERALES
Periodo de análisis
Vida útil de cada tecnología
Penetración por año de cada tecnología
Tasa de Cambio
Tasa de Descuento
COSTOS
Costos actuales de cada tecnología (inversión y operación)
Evolución esperada
BENEFICIOS
Beneficio actuales de cada tecnología
Rango bajo y rango alto
Evolución esperada

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

A continuación se describen las hipótesis empleadas y los datos de entrada resultantes.

Periodo de Análisis

Para un análisis correcto desde el punto de vista social, es importante considerar plazos largos de análisis tal que se garantice la completa amortización de las tecnologías. Una tecnología es completamente "amortizada" una vez se alcanza su vida útil (i.e., se recogen todos los beneficios potenciales en un plazo largo). El periodo de análisis es de 40 años de duración, considerando que el despliegue de tecnologías finaliza en el año 15 (3 fases de 5 años cada una¹⁶) y que hay tecnologías con vida útil equivalente a 25 años.

Para estimar magnitudes a largo plazo, calcularemos valores promedio a futuro (p. ej. precios, tasas de cambio, etc.). Es decir, no tomaremos en cuenta desviaciones puntuales (a corto plazo) de los valores medios en plazos largos.

Vida útil de las tecnologías

La vida útil de las tecnologías determina el periodo en el que se incluyen todos los flujos de costos e ingresos operativos posteriores a la inversión inicial. Dichos flujos se consideran sólo hasta el fin de la vida útil de las tecnologías de RI. Asimismo, se asume que el valor residual de las tecnologías en el último año de su vida útil es nulo, considerando que no se obtendría beneficio alguno por la venta de estos activos, y que éstos no se reemplazan al finalizar su vida útil. Así, se asume que cuando una tecnología llega al fin de su vida útil no genera más costos ni beneficios. Aunque en la práctica pudiera existir reinversión, dadas las restricciones en el período de evaluación, de considerarlo, en ciertos casos se generaría un sesgo (por inversiones con beneficios posteriores en períodos más cortos que la vida útil del activo). La Tabla 56 detalla la vida útil considerada por tecnología:

Tabla 56. Vida útil por tecnología expresada en años

Tecnologías	Vida útil
CI/AMI	20
Automatización de red (ADA)	20
Generación Distribuida	25
Almacenamiento	15
Vehículo eléctrico	15
Gestión de activos	20

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

¹⁶ Para más información, consultar PARTE II, Sección 4

Fases de Penetración

Con base en los supuestos de desarrollo planteados Ver PARTE II Sección 4, se han fijado los valores a utilizar en el ACB:

Tabla 57. Fases de Penetración Planteadas

Tecnologías consideradas por año				
Concepto	Unidades			
	Años	Fase 1	Fase 2	Fase 3
Escenario baja penetración GD				
Cls / AMI	% de consumidores	20%	40%	73%
Automatización red (ADA)	% de interruptores	3%	5%	5%
Gen. Distribuida	% de potencia instalada	0%	0%	1%
Almacenamiento	% de potencia instalada	0%	0%	0.2%
Vehículo eléctrico	% de vehículos	1%	3%	12%
Gestión de activos	% de interruptores	3%	5%	5%
Escenario alta penetración GD				
Cls / AMI	% de consumidores	20%	40%	73%
Automatización red (ADA)	% de interruptores	3%	5%	5%
Gen. Distribuida	% de potencia instalada	0%	1%	3%
Almacenamiento	% de potencia instalada	0%	0%	1%
Vehículo eléctrico	% de vehículos	1%	3%	12%
Gestión de activos	% de interruptores	3%	5%	5%
Escenario baja penetración GD				
Cls / AMI	consumidores	2,489,622	4,929,478	8,872,596
Automatización red (ADA)	interruptores	15,237	25,395	25,395
Gen. Distribuida	potencia instalada	23	93	232
Almacenamiento	potencia instalada	0	0	46
Vehículo eléctrico	vehículos	122,850	483,361	2,015,363
Gestión de activos	interruptores	15,237	25,395	25,395
Escenario alta penetración GD				
Cls / AMI	consumidores	2,489,622	4,929,478	8,872,596
Automatización red (ADA)	interruptores	15,237	25,395	25,395
Gen. Distribuida	potencia instalada	58	174	591
Almacenamiento	potencia instalada	0	0	118
Vehículo eléctrico	vehículos	122,850	483,361	2,015,363
Gestión de activos	interruptores	15,237	25,395	25,395

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Unidades: Tasas de cambio e inflación

Cuando una inversión se realiza íntegramente en una moneda concreta (en este caso podría ser moneda local, COP, o moneda extranjera, USD), se suele trabajar en dicha divisa para que el análisis refleje la realidad.

En el caso de la inversión en RI o SG en Colombia, los costos se suelen incurrir en USD (siempre que los recursos son importados) y los beneficios (o ahorros) se recogen en COP. En general, se concluye lo siguiente:

- Los costos de las tecnologías a futuro dependerán de la tasa de cambio COP/USD, la evolución tecnológica, los costos de transporte y los impuestos a la importación
- Los ahorros derivados de la implantación de RI dependerán de la evolución de valores en COP (p. ej., tarifa eléctrica, costos de mano de obra, etc.)

Dado que el análisis se debe realizar en una moneda concreta, se requiere la traducción de magnitudes de COP a USD o de USD a COP. Para valores a futuro, esto es posible por medio del tipo de cambio estimado a futuro.

Aunque en el corto plazo los precios entre dos países puedan diferir, a largo plazo tienden a igualarse por medio del tipo de cambio. De media, en el largo plazo la devaluación de la moneda de Colombia con respecto al USD depende de la diferencia de inflación entre Colombia y EEUU17. Es decir, a mayor inflación en Colombia, mayor será la devaluación del COP respecto al USD. Es por ello que a largo plazo el mejor estimador del tipo de cambio COP/USD es el diferencial de inflación.

La Tabla 58 muestra la tasa de inflación esperada para Colombia, Europa y EEUU.

Tabla 58. Inflación estimada a futuro¹⁸

	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Media
Colombia	3,0%	3,9%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,1%
Europa	1,2%	1,5%	1,6%	1,8%	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,6%
EE UU	1,5%	2,4%	2,5%	2,3%	0,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	2,0%	1,9%

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

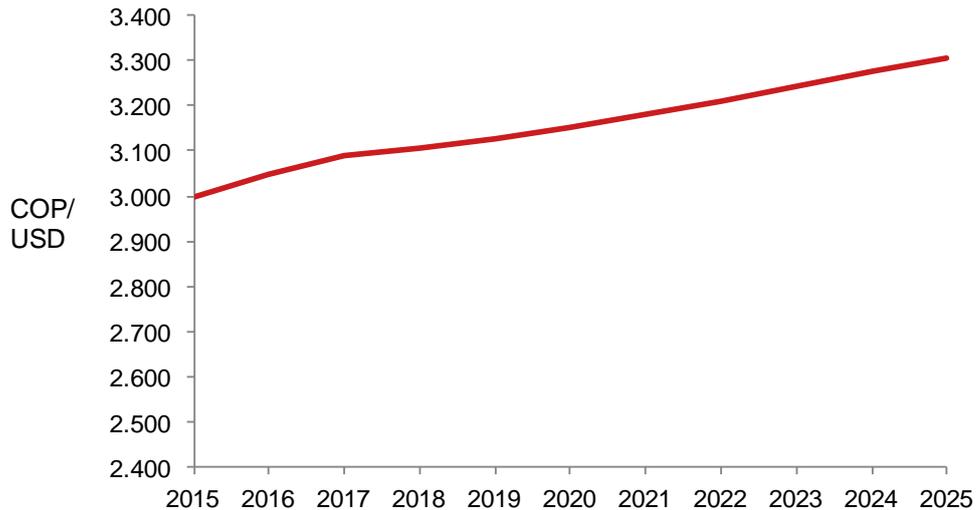
Con base en el tipo de cambio actual (COP/USD: 3.000¹⁹) y el diferencial de inflación, se han calculado las tasas de cambio esperadas, ver Figura 43.

¹⁷ Teoría de la paridad del poder adquisitivo (PPP, por sus siglas en inglés).

¹⁸ International Monetary Fund (IMF) y Bancos Centrales nacionales

¹⁹ Valor acordado representativo del presente

Figura 43. Estimación del tipo de cambio



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Por otro lado, las magnitudes se pueden expresar en términos reales o nominales. Se puede trabajar con valores nominales, considerando la inflación a futuro (tanto en los flujos de fondos como en la tasa de descuento²⁰), o trabajar con valores reales, es decir, expresados en función de un año base.

Dado que este análisis persigue evaluar el atractivo (rentabilidad) de las RI por medio de parámetros como el VAN o el ratio B/C, el resultado con valores nominales o reales será equivalente (esto se debe a que todas las variables deben estar expresadas en la misma unidad, incluyendo la tasa de descuento, por lo que el efecto de la inflación se cancela).

En este análisis se utilizarán valores reales²¹.

Unidades del ACB

En síntesis, el análisis toma en cuenta lo siguiente:

- Evolución de la tasa de cambio COP/USD de media y en un plazo largo
- Valores reales respecto al año base (año 2016)

²⁰ La tasa de descuento debe considerar también el riesgo país y el riesgo de divisa.

²¹ La estimación de la tasa de descuento real se detalla en un apartado posterior.

Tasa de descuento

La tasa de descuento utilizada para descontar las magnitudes se considera igual a la rentabilidad real del bono del Estado colombiano a 10 años. Esto se debe a que, desde una perspectiva social, para fomentar tecnologías innovadoras y sostenibles (como lo son las RI o SG), la rentabilidad exigida se asemeja a la de una inversión en Colombia con un retorno requerido de rango bajo.

Para estimar la rentabilidad exigida en promedio a largo plazo se ha considerado la rentabilidad esperada del bono del Estado colombiano a 10 años en COP (7,4% de acuerdo al Banco Central de Colombia²²). Para expresar dicha magnitud en términos reales, se ha utilizado la inflación esperada a futuro en Colombia (3%, tal como se detalló anteriormente).

La relación²³ por la que se ha estimado la tasa de descuento real es la siguiente:

$$\frac{(1+n)}{(1+i)} = 1+r$$

La tasa de descuento se estima en 4,3%. Este valor está en línea con la tasa de descuento real recomendada por NREL para la valoración de proyectos públicos para fomentar tecnologías renovables²⁴.

Costos (CAPEX y OPEX)

Dado que las tecnologías son mayoritariamente de importación, ha sido necesario llevar a cabo conversiones monetarias. El tipo de cambio COP/USD utilizado para el año 2015 equivale a COP/USD: 3000, para los años siguientes se ha estimado el tipo de cambio esperado en función del diferencial de inflación (ver Tabla 58. Inflación estimada a futuro).

El análisis considera todos los costos diferenciales asociados a las RI o SG (tanto los costos de inversión como los costos operativos de cada solución).

- CAPEX: Costo de inversión, el cual es incremental p. ej. diferencial de costo entre un vehículo convencional y un vehículo eléctrico
- OPEX: Costo operativo incremental, p. ej. mantenimiento, combustibles, etc. Si existe menor costo (ahorro) con respecto a la situación anterior, el OPEX es negativo y se considera un beneficio

²² <http://www.banrep.org/es/tes>

²³ En esta relación "r" representa la tasa de descuento real y "n" e "i" representan la tasa de descuento nominal y la inflación esperada respectivamente

²⁴ A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies, NREL, 1995

La Tabla 59 Resume las consideraciones de CAPEX por tecnología:

Tabla 59. Consideraciones de CAPEX por Tecnología

Tecnologías	Consideraciones para CAPEX
Contadores Inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado equipos de alta funcionalidad monofásicos para el sector residencial y trifásicos para el industrial (el costo considerado incluye tanto el asociado a los equipos como a la instalación)
Automatización de red (ADA)	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado equipos de reconectores automáticos (el costo considerado incluye tanto el asociado a los equipos como a la instalación)
Generación local: FV	<ul style="list-style-type: none"> Se han considerado sistemas de pequeña escala menores a 50 kW (el costo considerado incluye tanto el asociado a los equipos como a la instalación)
Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Se ha considerado la tecnología de iones de litio
Vehículo eléctrico	<ul style="list-style-type: none"> Diferencial de costo entre un vehículo convencional y un vehículo eléctrico Se ha considerado la media de los modelos presentes en el mercado (Renault Twizy y Kangoo, entre otros)
Gestión de activos	<ul style="list-style-type: none"> No aplica (no existe costo de inversión asociado)

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Para cada una de las tecnologías analizadas, los datos de entrada resultantes del CAPEX son los que se muestran en la Tabla 60.

Tabla 60. Datos de entrada de costos de inversión (CAPEX)

Tecnologías	Costos de inversión (año 2016)	
	Valor	Unidad
CIs / AMI	144 (res); 386 (ind)	USD/contador
Automatización de red ADA	13.6237	USD/interruptor
Generación distribuida	3.500.000	USD/MW
Almacenamiento	2.000.000	USD/MW
Vehículo eléctrico (diferencial)	23 (VE) – 15 (VC)	K USD/vehículo

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

A cada dato del costo de inversión del año 2016 se le aplica, para estimar los valores a futuro, una reducción anual que refleja distintas tendencias que afectan los costos finales (a excepción de la inflación), ver Tabla 61.

Tabla 61. Reducción anual por tecnología²⁵

Tecnologías	Potencial reducción costos	
	Reducción anual	Impulsor principal
CIs / AMI	3%	Incremento de la oferta y mayor competencia
Automatización de red ADA	3%	Incremento de la oferta y mayor competencia
Generación distribuida	9%	Mayor madurez del sector (reducción de márgenes y apertura a oferta internacional)
Almacenamiento	4%	Progreso tecnológico (factor de aprendizaje)
Vehículo eléctrico (diferencial)	0%	n.a.

Fuente: Consultor CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Como se ve en la Tabla 61, la tecnología FV es la que presenta un mayor descenso esperado. Esto refleja el potencial de reducción de precios en Colombia, donde el sector es relativamente inmaduro y actualmente el nivel de precios se encuentra por encima de los precios en mercados desarrollados. En el resto de los casos, el descenso de precios está impulsado en mayor medida por un progreso tecnológico (equiparable a lo que se espera en mercados internacionales).

La Tabla 62 resume las consideraciones de OPEX por tecnología.

Tabla 62. Consideraciones de OPEX por Tecnología

Tecnologías	Consideraciones para OPEX
Contadores Inteligentes	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento de contadores, valorado al costo de la mano de obra
Automatización de red (ADA)	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento incremental de la red
Generación local: FV	<ul style="list-style-type: none"> Limpieza de módulos FV valorada al costo de la mano de obra local
Almacenamiento	<ul style="list-style-type: none"> Mantenimiento de baterías de iones de litio
Vehículo eléctrico	No aplica (los costos operativos diferenciales representan un ahorro; ver “Beneficios”)

²⁵ En el caso del vehículo eléctrico la reducción se refiere al descenso del diferencial de costos

Tecnologías	Consideraciones para OPEX
Gestión de activos	<ul style="list-style-type: none"> Realización del mantenimiento valorado al costo de la mano de obra local

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Para cada una de las tecnologías analizadas, los datos de entrada resultantes del OPEX son mencionados en la Tabla 63.

Tabla 63. Datos de Entrada de Costos de Operación (OPEX)

Tecnologías	Costos de operación (año 2016)		
	Valor	Unidad	En porcentaje de la inversión
Contadores Inteligentes	3	USD/contador/año	2,2% (res); 0,8% (ind)
Automatización de red (ADA)	27	USD/interruptor/año	0,20%
Generación local: FV	6,300	USD/MW/año	0,18%
Almacenamiento	1,056	USD/MW/año	0,05%
Vehículo eléctrico	n.a.	USD/vehículo/año	n.a.
Gestión de activos	27	USD/interruptor/año	n.a.

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Costo de las TIC

Existen las siguientes alternativas para el acceso a la red de datos en Colombia:

Uso de red de datos propia de la distribuidora-operadora de red

Esta red es propia de los operadores. La red se compone de anillos de fibra ramificados, que llegan hasta cada equipo desplegado. Es una red de alta velocidad y baja latencia.

Uso de la red eléctrica con PLC (Power Line Communications)

Utiliza la propia red eléctrica como medio de acceso, por lo que tiene la mayor penetración. Tiene como desventaja principal que su velocidad es muy reducida.

Despliegue de redes malladas

Estas redes no han sido desplegadas. Pero suponen una forma rápida y escalable de proporcionar acceso a la red de datos con una velocidad suficiente utilizando una sola suscripción a internet. Muy útil en zonas en las que el despliegue de cable es complicado y el acceso por tecnología celular tiene escasa cobertura.

Uso de redes de terceros: 3G, ADSL, etc.

Estas redes dependen de un operador de telecomunicaciones y tienen como principal ventaja que el despliegue y mantenimiento de la red de datos ya está hecha.

A continuación se detallan los aspectos relativos a costo, capacidad y cobertura para cada una de las cuatro alternativas mencionadas, ver Tabla 64.

Tabla 64. Acceso a la red de datos en Colombia

Uso de red de datos propia de la distribuidora-operadora de red	<ul style="list-style-type: none">• Al utilizar esta red, el costo se reduce a la amortización de la inversión del despliegue de la red de datos, sin suponer un costo adicional por uso• Proporciona capacidad total para todos los despliegues de servicios propuestos en la hoja de ruta.• La cobertura queda limitada a los núcleos más importantes
Uso de red eléctrica con PLC	<ul style="list-style-type: none">• Al utilizar esta red, el costo se reduce a la amortización de la inversión del despliegue de la red de datos, sin suponer un costo adicional por uso• La capacidad de este tipo de comunicación queda reducida a teledistancia con periodicidad diaria. El ancho de banda es muy reducido y no permite más servicios añadidos.• La cobertura llega a todo equipo conectado a la red eléctrica, si bien requiere de concentradores que han de tener otro canal de comunicación aguas arriba.
Despliegue de redes malladas	<ul style="list-style-type: none">• El costo mensual se reduce al costo de mantenimiento de los equipos y a la amortización de la inversión.• La capacidad es suficiente para cubrir los servicios propuestos en redes inteligentes• Cobertura; local a la zona de despliegue.
Uso de redes de terceros: 3G, ADSL, etc.	<ul style="list-style-type: none">• Este tipo de conexión es de pago para la distribuidora-operadora. Sin ningún tipo de negociación y cubriendo las necesidades completas de las RI.• El costo se situará entre COP 23.586 para 500 Mb y COP 30.797 para 1 GB• La capacidad es dependiente de la cobertura móvil en cada zona• Según redusers, la cobertura móvil en el territorio de Colombia oscila entre el 66% y el 100% dependiendo del operador y la región.

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

En el SIN (Sistema Interconectado Nacional), los OR han realizado inversiones en infraestructura de comunicación en el pasado que permite, a día de hoy y en la mayoría de los casos, aprovechar la RI en el potencial planteado en el despliegue por fases.

El único medio que presenta un costo mensual es el acceso a través de redes móviles. Para el resto de redes consideradas (la propia red de la distribuidora, la red eléctrica con PLC y las redes malladas) no existe costo más allá de la amortización de los equipos e infraestructuras en los que ya se llevó a cabo una inversión (esto no constituye un flujo de caja). No es necesario, por tanto, realizar inversiones en comunicaciones adicionales a las realizadas en infraestructura.

Para un 5-10% de los usuarios residenciales y un 2-3% de los industriales, los OR tendrán que incurrir en un costo por el uso de la red móvil: se estima entre 8-10USD por mes por concentrador (se asume que existirán 10 contadores por concentrador de media).

Por tanto, el costo asociado a las TIC queda reflejado como un costo operativo en lugar de como un costo de inversión (CAPEX).

Beneficios

En esta sección se describen las asunciones para cuantificar los beneficios de la RI. Los conceptos analizados como potenciales beneficios incluyen los KPIs, los ahorros para el consumidor y otros beneficios extraídos de experiencias internacionales.

En primer lugar, se han cuantificado los KPIs según la fase y escenario, dependiendo del nivel de penetración de generación distribuida (rango bajo y rango alto).

La influencia normalizada de una tecnología de RI sobre un KPIs se define como el porcentaje de ese KPI (o beneficio) que se atribuye a dicha tecnología.

Si un beneficio tiene un valor X y se debe a un conjunto de N tecnologías, cada una de las cuales compone una parte del beneficio tal que:

$$a_1 + a_2 + \dots + a_N = X$$

Entonces se define la influencia normalizada (IN) de la tecnología j sobre el beneficio en cuestión como:

$$IN_j = 100 * \frac{a_j}{a_1 + a_2 + \dots + a_N} \%$$

Un ejemplo para entender esto podría ser el siguiente: tras la instalación de la tecnología 1 y de la tecnología 2 se logra aplanar la curva de demanda un 60%, del cual un 40% se debe a la tecnología 1 y un 20% a la tecnología 2. Siguiendo la definición de influencia normalizada se calcula:

$$IN_{Tec1} = 100 * \frac{40}{40 + 20} \% = 66,67\%$$

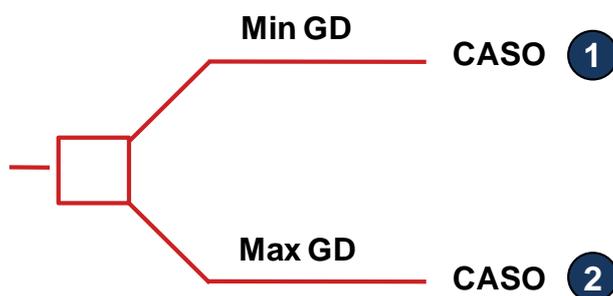
$$IN_{Tec2} = 100 * \frac{20}{40 + 20} \% = 33,33\%$$

Para consultar los valores de las influencias normalizadas de cada tecnología sobre los diferentes beneficios ver la Tabla 7. Influencia considerada para cada funcionalidad sobre los beneficios

Respecto a los beneficios monetizables no reflejados en los KPI, dado que no se cuenta con datos empíricos locales, se han estimado o extraído de experiencias internacionales. Para realizar el análisis

costo-beneficio, se han planteado 2 casos²⁶ en función de la penetración de generación distribuida, ver Figura 44.

Figura 44. Escenarios planteados en el ACB



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Los resultados globales de los beneficios en las diferentes fases en los diferentes escenarios por cada tecnología se detallan en la Tabla 65.

Tabla 65. Beneficios por Fase

Tecnologías	Unidad	Fase 1		Fase 2		Fase 3	
		Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2	Caso 1	Caso 2
CIs / AMI	USD/contador	38	38	23	23	16	17
ADA	USD/interruptor	173	183	166	179	194	254
Gen. Distribuida	USD/MW	127,050	117,087	156,630	121,535	130,876	125,546
Almacenamiento	USD/MW	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	42,015	30,010
Vehículo eléctrico	USD/vehículo	203	202	201	200	200	199
Gestión de activos	USD/interruptor	31	77	96	166	263	672

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

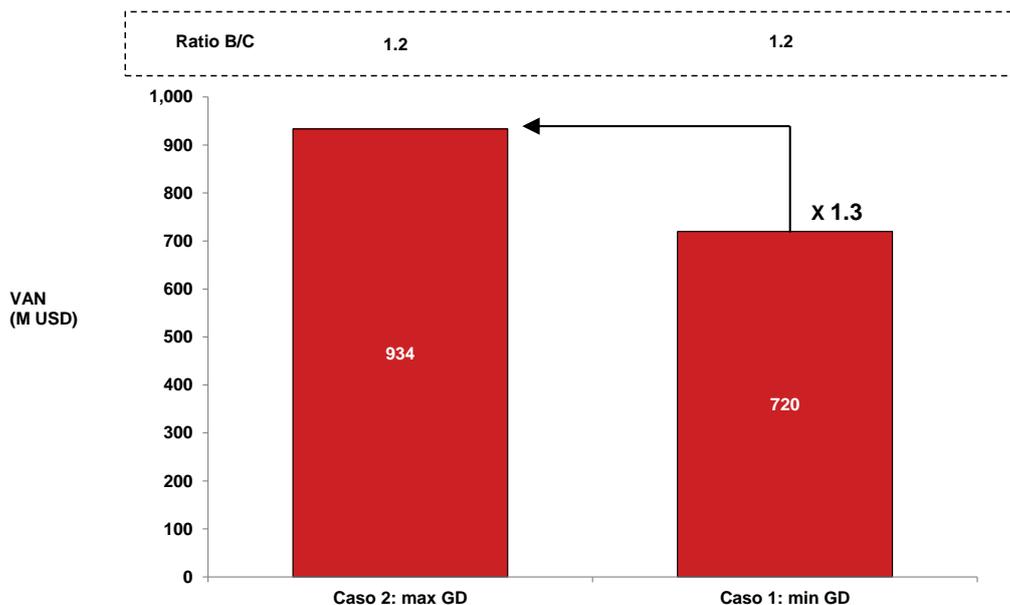
²⁶ Casos o escenarios son sustantivos que en este ACB se utilizan indistintamente.

6.6 Resultados

La incertidumbre de los parámetros más relevantes en la rentabilidad de ambos escenarios, se ha llevado a cabo una serie de análisis de sensibilidad ver PARTE II, Sección 6.7.

De acuerdo a la metodología y a las hipótesis se ha evaluado la rentabilidad de RI en ambos casos. Las métricas principales utilizadas son el ratio beneficio-costos y el VAN. Los resultados muestran que, en un horizonte largo (40 años), los beneficios sociales de la RI exceden los costos sociales, en ambos casos (mínima y máxima penetración de GD). La Figura 45 representa por un lado, el VAN de la inversión en los casos considerados y, por el otro, la relación beneficio-costos.

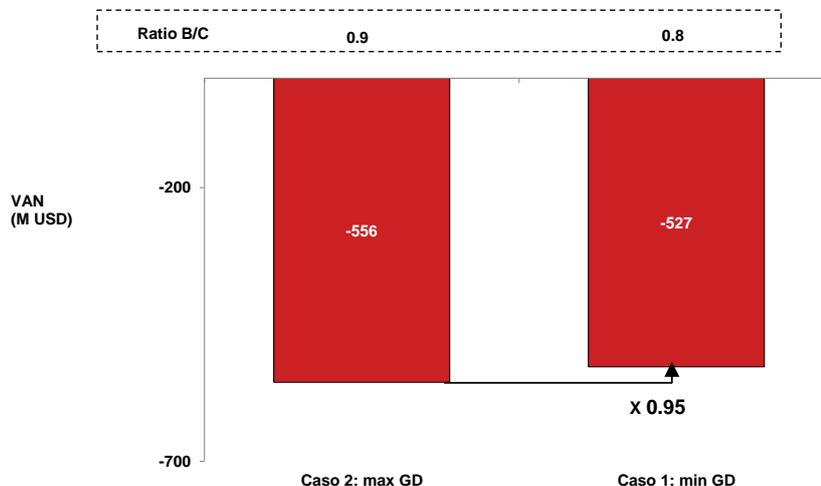
Figura 45. VAN y ratio beneficio costo (B/C) – horizonte de 40 años



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

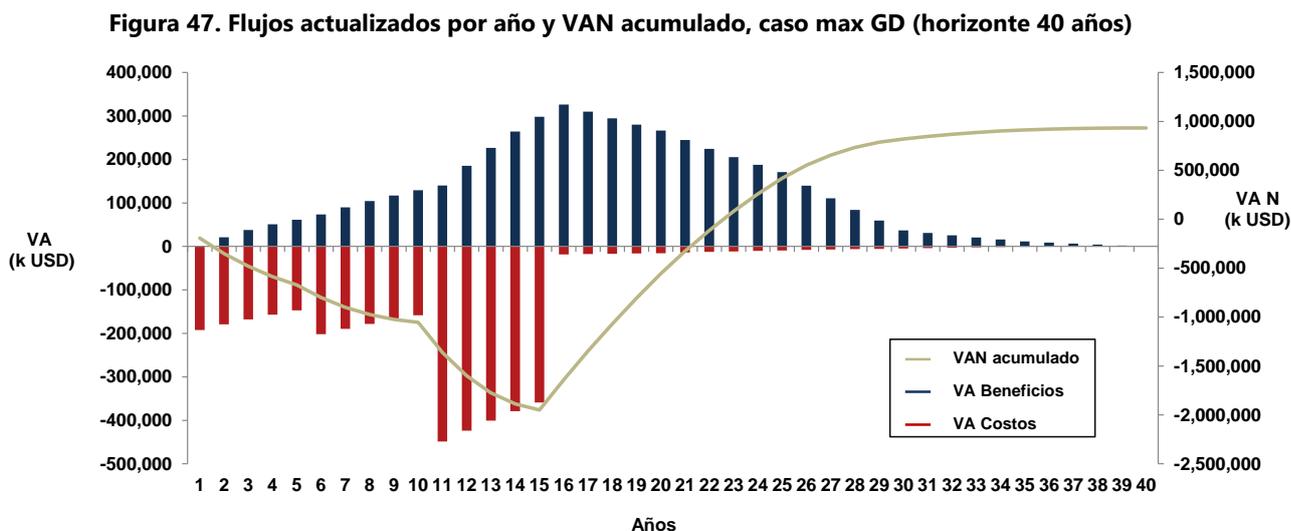
En contraste a las rentabilidades positivas que resultan de un horizonte largo, la rentabilidad se torna negativa si el horizonte de análisis se recorta 20 años.

Figura 46. VAN y ratio beneficio costo (B/C) – horizonte de 20 años



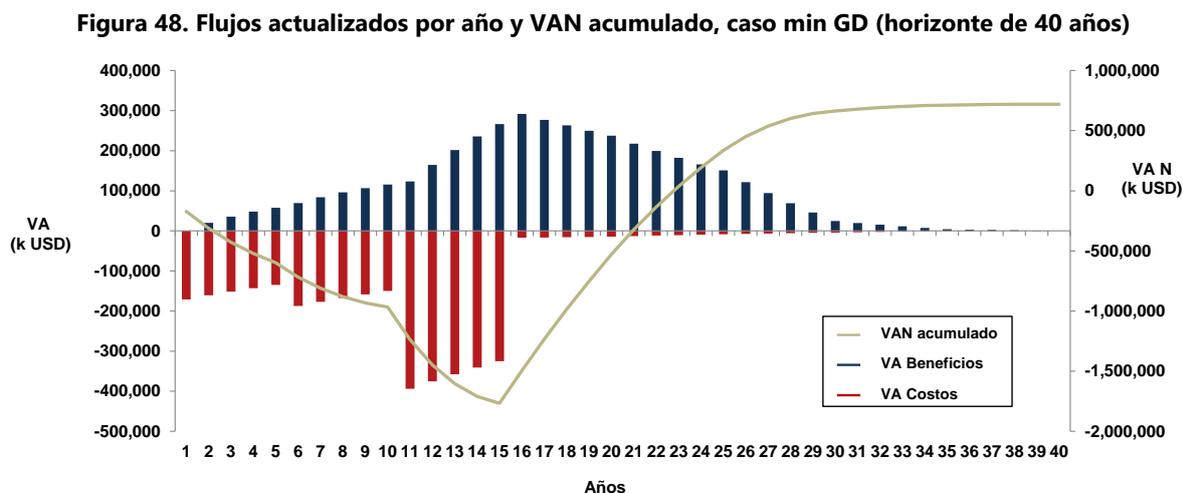
Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

La evolución de los flujos de costos y beneficios actualizados así como el VAN por año se muestran en la Figura 47.



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

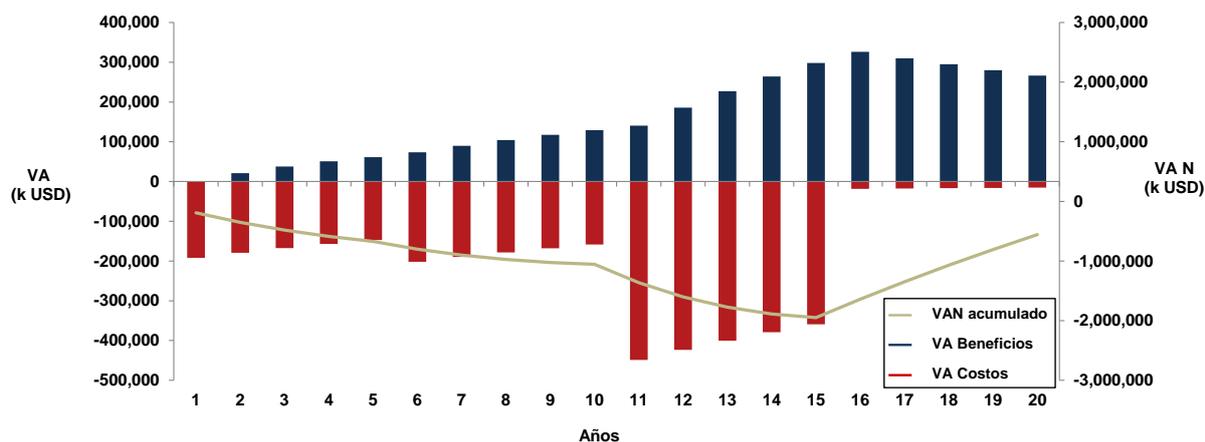
Los valores para el caso de mínima penetración de GD se presentan en la Figura 48.



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Por otro lado, se puede apreciar cómo, en un horizonte más corto, hay tecnologías cuyos beneficios no se logran obtener un su total potencialidad, ver Figura 49.

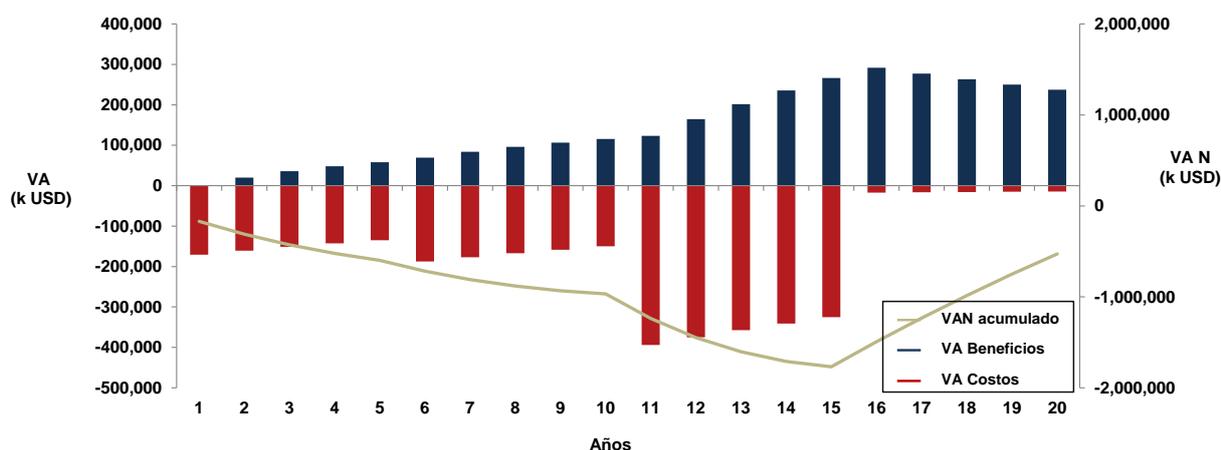
Figura 49. Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso max GD (horizonte de 20 años)



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Los valores para el caso de mínima penetración de GD se muestran en la

Figura 50. Flujos actualizados por año y VAN acumulado, caso min GD (horizonte de 20 años)



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Respecto a las distintas tecnologías, los resultados muestran que la única tecnología que no es rentable en ningún caso, es el almacenamiento en baja tensión. El VAN resultante se desglosa por tecnología de acuerdo a lo representado en la Tabla 66:

Tabla 66. Desglose del VAN por tecnología

Tecnologías	Caso 1		Caso2	
	VAN	B/C	VAN	B/C
CIs / AMI	204,4 42	1.2	289,4 45	1.3
ADA	- 153,3 45	0.4	- 58,74 3	0.8
Gen. Distribuida	54,85 1	1.2	124,2 49	1.2
Almacenamiento	- 20,17	0.4	- 53,54	0.3

	9		5	
Vehículo eléctrico	659,4 12	1.3	657,6 15	1.3
Total	719,6 71	1.2	933,5 11	1.2

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

En un periodo de 20 años, sólo en el caso de máxima penetración de GD existen tecnologías rentables: los CI/AMI y ADA (incluyendo gestión de activos) según Tabla 67.

Tabla 67. VAN y ratio beneficio costo por tecnología (horizonte de 20 años) en kUSD

Tecnologías	Caso 1		Caso2	
	VAN	B/C	VAN	B/C
CI/AMI	- 87,926	0.9	- 30,538	1.0
ADA	- 168,26 2	0.3	- 91,034	0.6
Gen. Distribuida	- 71,948	0.7	- 193,73 6	0.6
Almacenamiento	- 24,896	0.2	- 64,693	0.2
Vehículo eléctrico	- 156,44 0	0.9	- 157,73 8	0.9
Total	- 527,42 8	0.8	- 555,6 96	0.9

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

6.7 Análisis de Sensibilidad

El ratio beneficio-costo ha sido evaluado en función de la variabilidad de las siguientes variables:

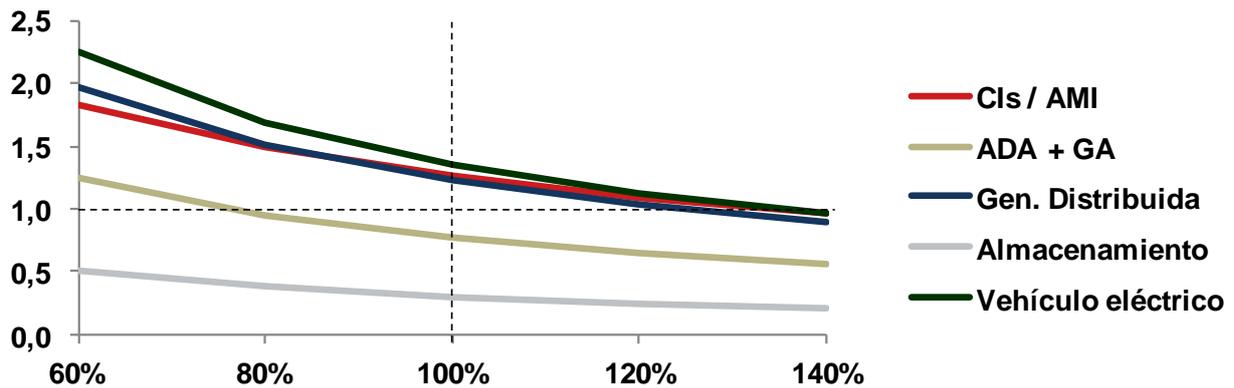
- Costo de inversión (CAPEX): se analiza una variabilidad del +/- 40%
- Beneficios esperados: se analiza una variabilidad del +/- 40%
- Tasa de descuento real: se analiza un rango entre el 4% y el 8%

A continuación se muestran los resultados para un horizonte de 40 años.

CAPEX

La Figura 1 presenta el escenario de mínima penetración de GD, la sensibilidad del ratio beneficio-costo ante variaciones en el CAPEX para cada una de las cinco tecnologías analizadas.

Figura 51. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar el CAPEX en el primer escenario (min. GD)



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

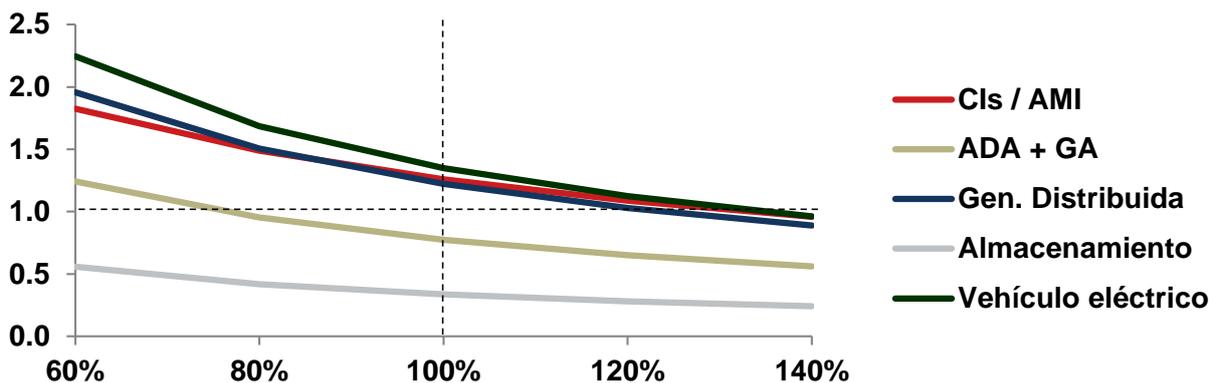
De esta forma, a partir de lo observado en el gráfico se deduce que un aumento en el CAPEX se traduce en una menor rentabilidad para cada una de las tecnologías, reduciendo el ratio beneficio-costo. De manera similar, una disminución de CAPEX eleva la rentabilidad de las tecnologías consideradas.

La variabilidad del +/- 40% mencionada con anterioridad se traduce gráficamente en el eje de abscisas. Así, el escenario base se sitúa en el valor 100%, siendo los valores 60% y 140% los indicadores de una reducción y un aumento, respectivamente, del escenario base de CAPEX.

La tecnología más sensible al CAPEX es el vehículo eléctrico, cuyo ratio beneficio-costo puede variar hasta un 67% dependiendo de la variación del CAPEX. Por otra parte, el menos sensible es el de los AMI, que varía hasta un 45% dependiendo del CAPEX.

La Figura 52 expone la sensibilidad del ratio beneficio-costo ante variaciones en el CAPEX para las cinco tecnologías estudiadas en el escenario de máxima penetración de GD.

Figura 52. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar el CAPEX en el segundo escenario (más. GD)



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

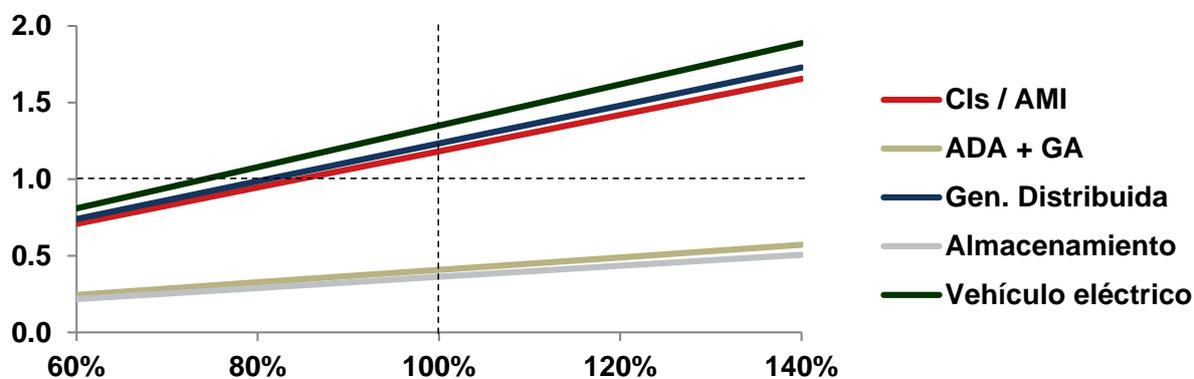
Al igual que sucedía en el análisis de la Figura 51, un aumento en el CAPEX deriva en un menor ratio beneficio-costo para cada una de las tecnologías consideradas, mientras que una reducción del CAPEX tiene como resultado un aumento de la rentabilidad de cada una de ellas.

En este caso los ratios más y menos sensibles son los mismos: el del VE, que varía hasta un 67% y el de los AMI, que varía hasta un 40%.

Beneficios

La Figura 53 presenta la sensibilidad del ratio beneficio-costo de las cinco tecnologías consideradas ante una variación en los beneficios esperados en el escenario de mínima penetración de GD.

Figura 53. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar los beneficios en el primer escenario (mín. GD)

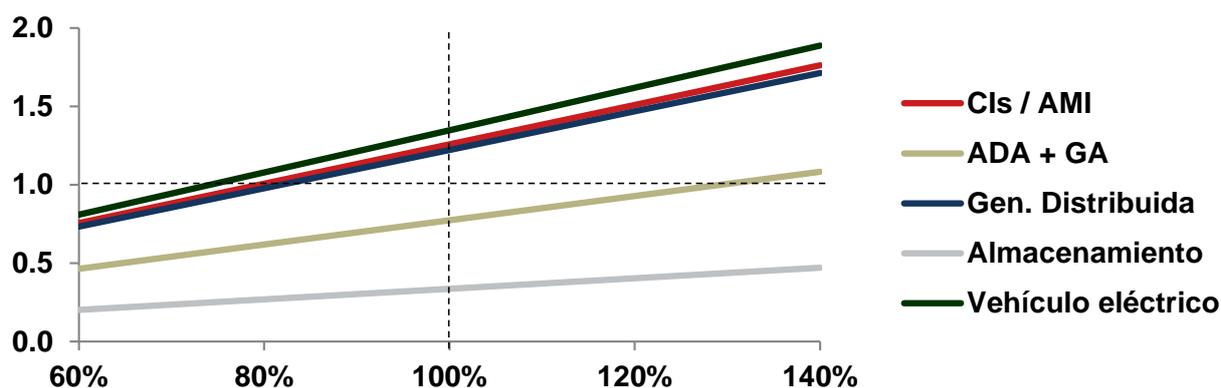


Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

La Figura 53 muestra, a diferencia de lo que ocurría con los gráficos previamente analizados en esta sección, una pendiente positiva. De esta forma, un aumento de los beneficios esperados se traduce en un aumento de la rentabilidad en cada una de las cinco tecnologías analizadas. Por el contrario, una reducción de los beneficios esperados deriva en un menor ratio beneficio-costo.

Todos los ratios beneficio-costo varían un $\pm 40\%$. Esto es así ya que en nuestra definición de ratio beneficio-costo el beneficio está en el numerador y por tanto al aumentarlo o disminuirlo tan sólo se produce un cambio lineal a la variación, por lo que si la variación es del $\pm 40\%$ es de esperar que la variación relativa en el ratio sea la misma (en la Figura 53 puede verse fácilmente en el gráfico que los cambios son lineales). Esta tendencia se mantiene en la Figura 54 que muestra la sensibilidad del ratio beneficio-costo ante variaciones en los beneficios esperados en el escenario de máxima penetración de GD.

Figura 54. Sensibilidad del ratio beneficio-costo al variar los beneficios en el segundo escenario (máx. GD)



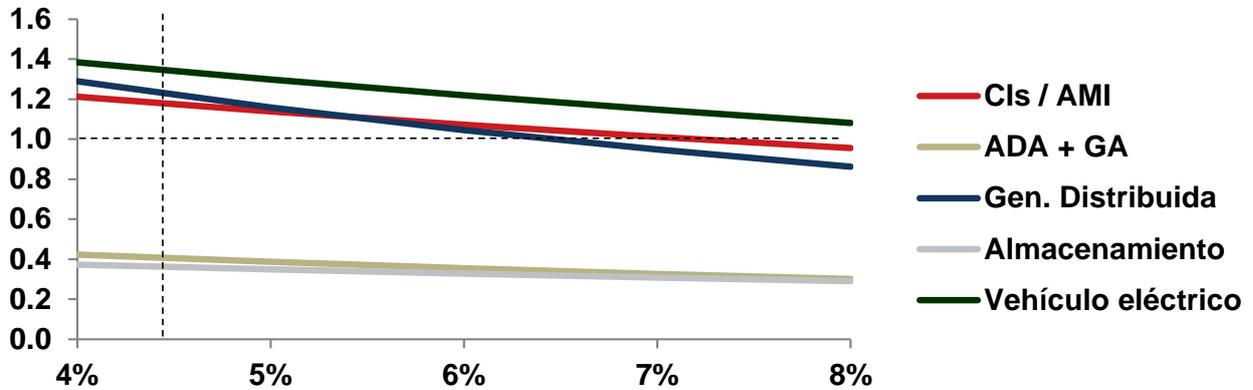
Fuente: Consultor CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Así, al igual que ocurría en el escenario de mínima penetración, un aumento en los beneficios esperados supone un incremento de la rentabilidad, y viceversa. De manera similar, todos los ratios beneficio-costo considerados varían un $\pm 40\%$.

Tasa de descuento

La Figura 55 muestra la sensibilidad del ratio beneficio-costos de cada una de las tecnologías ante variaciones en la tasa de descuento real en el escenario de mínima penetración de GD.

Figura 55. Sensibilidad del ratio beneficio-costos al variar la tasa de descuento en el primer escenario (mín. GD)

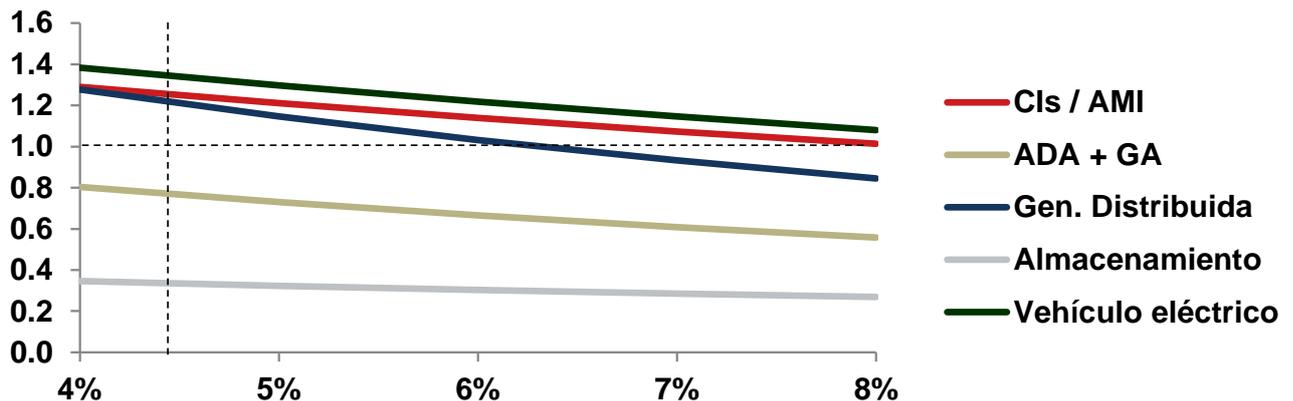


Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Del gráfico se deduce que un aumento de la tasa de descuento real resulta en una disminución del ratio beneficio-costos, mientras que una disminución de dicha tasa deriva en un incremento de la rentabilidad de las tecnologías. Así, si la tasa de descuento real considerado, equivalente a 4,3%, se redujera, dentro del rango analizado, a un 4%, el ratio beneficio-costos aumentaría. Por el contrario, un aumento de dicha tasa (hasta un 8%) se traduciría en una reducción de la rentabilidad de cada tecnología.

La Figura 56 expone la sensibilidad del ratio beneficio-costos ante variaciones en la tasa de descuento real en el escenario de máxima penetración de GD.

Figura 56. Sensibilidad del ratio beneficio-costos al variar la tasa de descuento en el segundo escenario (máx. GD)



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Tal y como ocurría en el escenario de mínima penetración, un aumento en la tasa de descuento real tiene como resultado una menor rentabilidad para las tecnologías, mientras que una reducción de la tasa derivará en un mayor ratio beneficio-costos. La sensibilidad en ambos casos (mínima y máxima GD) es aproximadamente igual, siendo el ratio beneficio-costos de la generación distribuida el más sensible con

una sensibilidad del $\pm 20\%$, mientras que los menos sensibles son los correspondientes a los VE y AMI, con una sensibilidad del $\pm 12\%$.

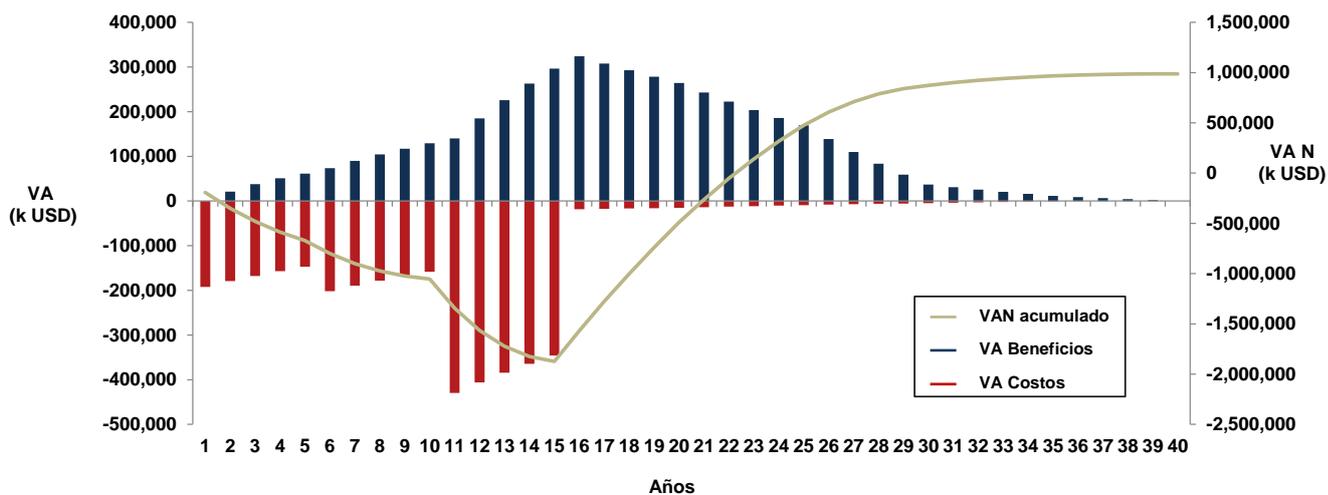
Tecnologías

Al no contar con el almacenamiento para el análisis los flujos de caja pasan a ser los siguientes:

Escenario de alta penetración:

La Figura 57 muestra que el VAN a 40 años aumenta en un 5,8% sin almacenamiento (pasa de 933 M USD a 987 M USD).

Figura 57. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento (escenario de alta penetración)

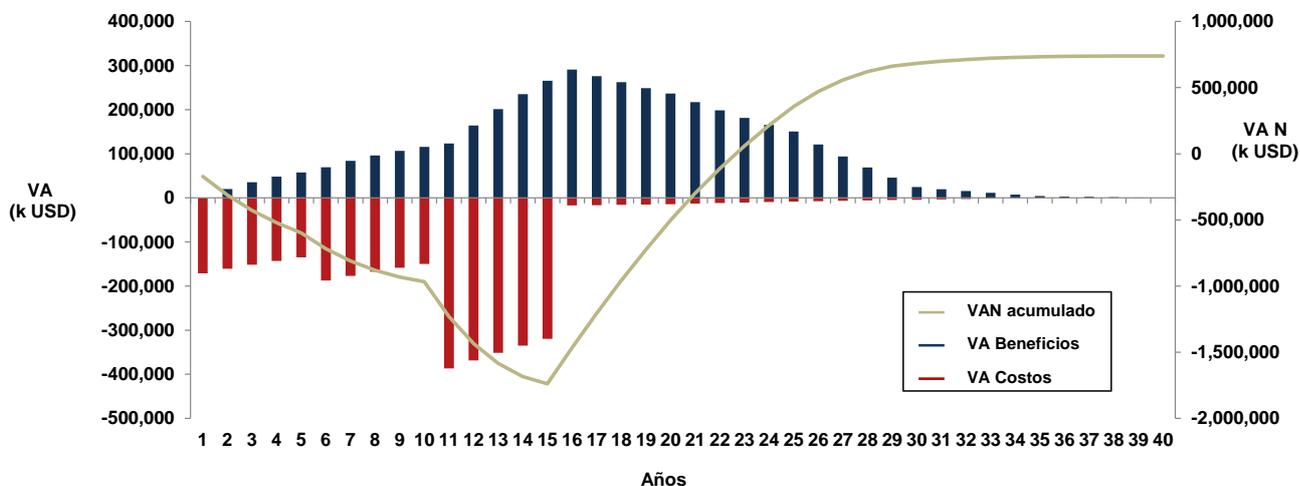


Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Escenario de baja penetración:

La Figura 58 muestra que el VAN a 40 años aumenta en un 2,8% sin almacenamiento (pasa de 719 M USD a 739 M USD).

Figura 58. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento (escenario de baja penetración)



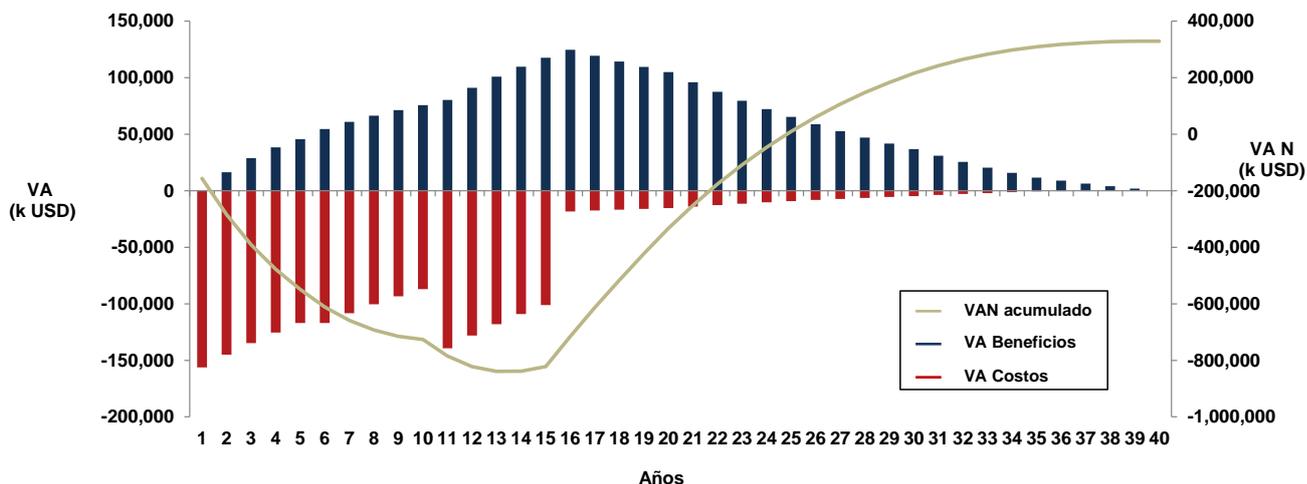
Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Al no contar ni con el almacenamiento ni con los vehículos eléctricos para el análisis los flujos de caja pasan a ser los mostrados a continuación:

Escenario de alta penetración:

La Figura 59 corresponde a la consideración del almacenamiento y los vehículos eléctricos. Se nota que el VAN a 40 años disminuye un 65% (de 933 M USD a 329 M USD), principalmente a causa de las motocicletas eléctricas, que son rentables en un largo plazo relativamente corto.

Figura 59. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento ni vehículos eléctricos (escenario de alta penetración)

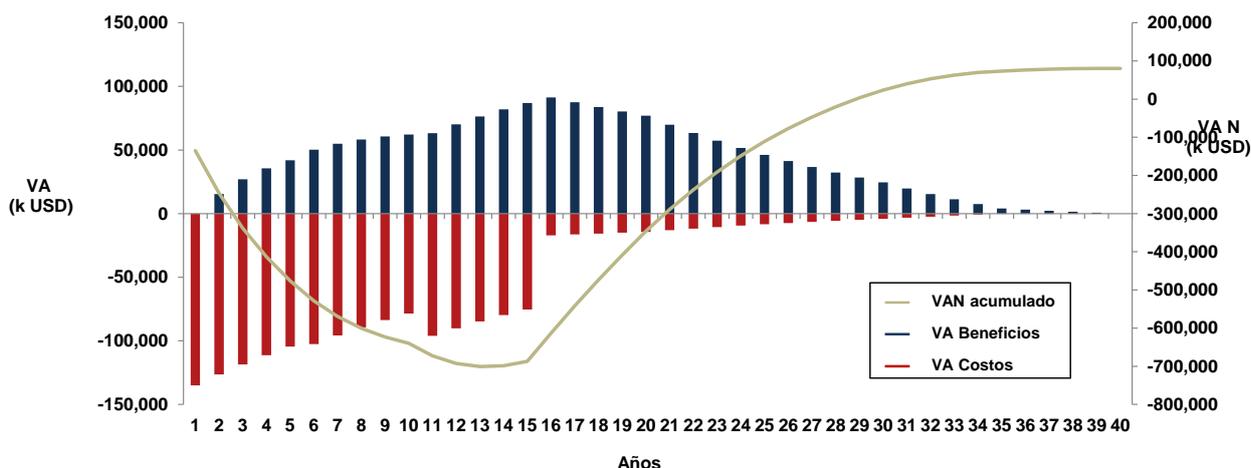


Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Escenario de baja penetración:

La Figura 60 muestra que el VAN a 40 años disminuye un 89% (de 719 M USD a 80 M USD) cuando se consideran el almacenamiento y los vehículos eléctricos,

Figura 60. Flujos de caja sin contar con el almacenamiento ni vehículos eléctricos (escenario de baja penetración)



Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

Segmentación de Beneficios

Los beneficios de las tecnologías consideradas se pueden segmentar de acuerdo a los siguientes ámbitos:

- Ámbito económico o de competitividad
- Calidad de servicio
- Medioambiente

En la Tabla 68 se segmentan los beneficios según el ámbito y la tecnología considerada:

Tabla 68. Beneficio segmentado por Naturaleza y Tecnología

Tecnologías	Economía/Competitividad	Calidad de servicios	Medioambiental
CIs / AMI	100%	0%	0%
ADA + Gestión Activos	70%	30%	0%
Generación Distribuida	55%	40%	5%
Almacenamiento	50%	50%	0%
Vehículo eléctrico	5%	0%	95%

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

El reparto en categorías de los beneficios se ha realizado considerando a qué elemento/s impacta de forma directa, es decir sin considerar beneficios secundarios (por efecto arrastre). Por ejemplo, en el caso del almacenamiento se produce una mejora del servicio que supondría por tanto una pequeña ventaja medioambiental a largo plazo ya que la producción de energía sería algo más eficiente, sin embargo este beneficio no se consideraría en estas tablas.

Del mismo modo, el reparto de los beneficios por beneficiario se ha realizado en base a quién recibe el impacto positivo en primera instancia. Por ejemplo, en el caso del vehículo eléctrico es el consumidor quien ve los ahorros económicos en primer lugar, aunque al final sean los operadores de red y los distribuidores de combustible los que ven incrementadas y reducidas sus ventas respectivamente, por lo tanto en este caso el beneficio sería valorado para el consumidor y no para el operador de red.

La Tabla 69 segmenta los beneficios de acuerdo a los actores involucrados:

Tabla 69. Beneficio segmentado por actor y tecnología

Tecnologías	OR	Consumidores	Sociedad
CIs / AMI	100%	0%	0%
ADA + Gestión Activos	65%	35%	0%
Generación Distribuida	55%	40%	5%
Almacenamiento	0%	100%	0%
Vehículo eléctrico	0%	5%	95%

Fuente: CIRCE – CREARA Consultores, S.L.

7. Mapa de Ruta

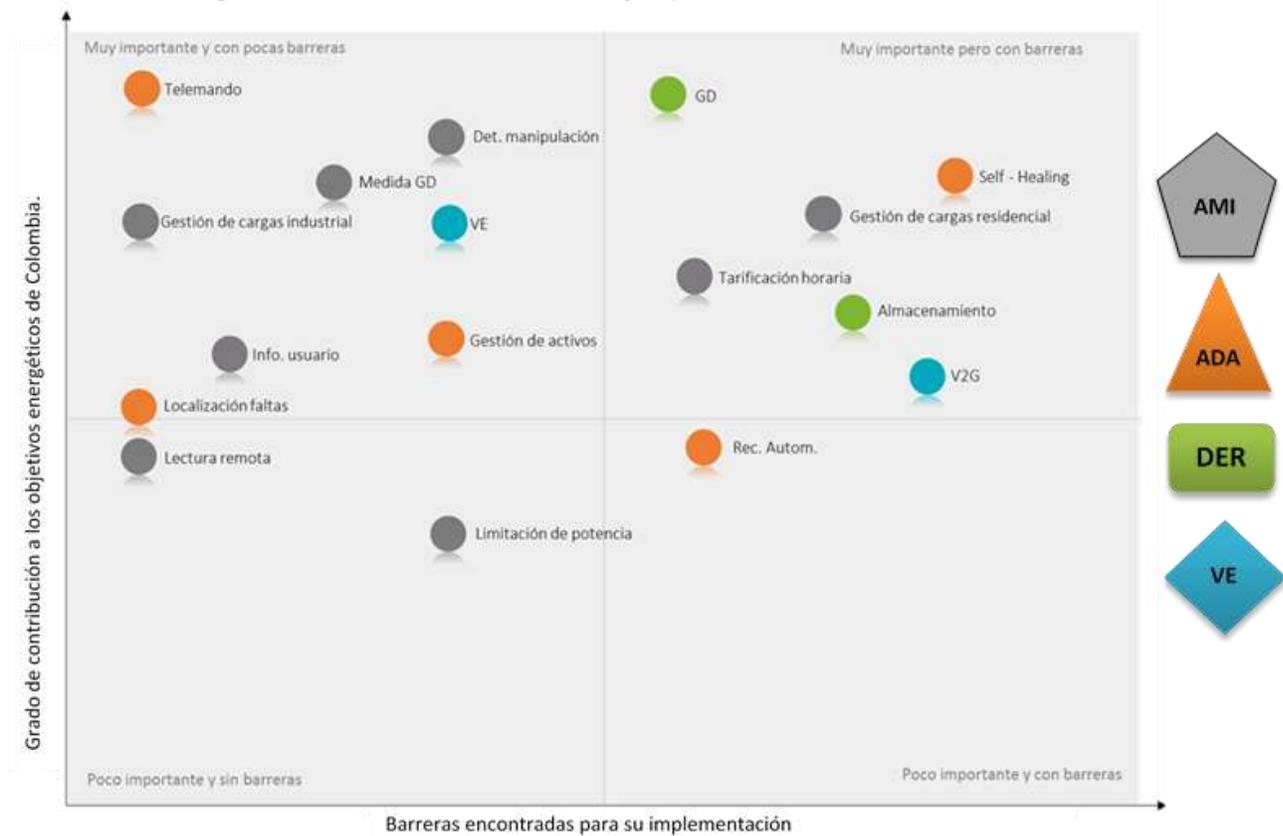
7.1 Arquitectura Base para el Estudio

La visión RI Colombia 2030 define el grado y el ritmo de penetración de las tecnologías RI en el SIN. Para definir tanto el momento de inicio como el ritmo y el nivel de implantación final de una tecnología se ha realizado un análisis de viabilidad técnico y económico. Mediante la aplicación de esta metodología se ha podido valorar la contribución del despliegue de tecnologías RI a la consecución de los objetivos de Colombia en materia de energía. Para definir la prioridad entre las tecnologías, así como el grado y el ritmo de implantación de las mismas se tienen en cuenta los siguientes factores:

- Costo de implementación: determinado por la inversión inicial frente a los beneficios que aporta una tecnología. De esta manera se priman las tecnologías con mejor ratio costo beneficio
- Madurez tecnológica: determinado por el grado de cercanía al mercado de una tecnología, es decir, por el hecho de que una tecnología esté disponible en el mercado o, si no lo está, el tiempo esperable en el que esa tecnología esté disponible.
- Barreras regulatorias: determinado por el hecho de que la legislación Colombiana permita o no la implantación de una tecnología.
- Barreras sociales: determinadas por la percepción del apoyo o rechazo social a la implantación de una tecnología.

En la Figura 61 se muestran las funcionalidades asociadas a cada tecnología RI posicionadas en función de su contribución al logro de los objetivos energéticos de Colombia, frente a las barreras existentes para su desarrollo. Entre ellas destaca la funcionalidad del telemando por su aportación a la disminución de los tiempos de interrupción sin apenas barreras de ningún tipo. La tecnología AMI presenta cuatro funcionalidades en cuadrante de alto beneficio y bajas barreras. Por tanto, las tecnologías ADA y AMI son las tecnologías en las que se centran los esfuerzos iniciales para el desarrollo de RI. A continuación se detalla, para cada tecnología, cómo se han determinado los valores de penetración en cada fase de estudio.

Figura 61. Relación entre la viabilidad y la penetración de cada funcionalidad.



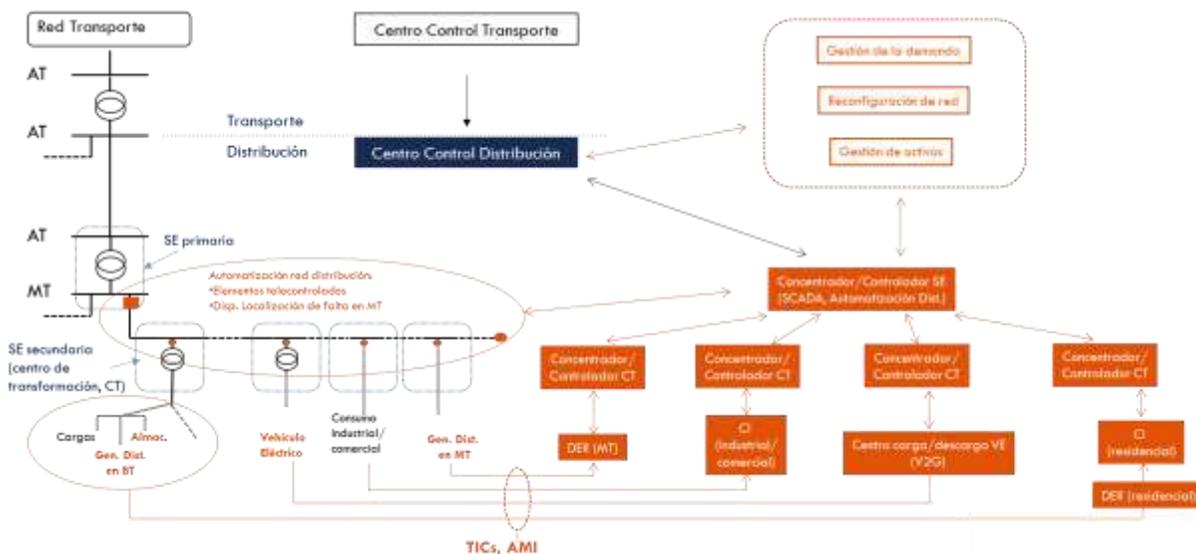
Fuente: CIRCE

Las diferentes funcionalidades presentadas requieren una arquitectura de RI que integre los distintos dispositivos y tecnologías encargados de su ejecución y consiga la armonización de todos los elementos del sistema eléctrico con ayuda de la infraestructura de TIC.

La Figura 62 ilustra, sobre una representación genérica y simplificada del sistema eléctrico, el esquema de arquitectura de RI propuesta. Esta arquitectura incluye elementos pertenecientes a la capa eléctrica, como unidades de generación distribuida, sistemas de almacenamiento, vehículos eléctricos o dispositivos de maniobra telecontrolados, y elementos propios de las capas de control, medida y TIC.

Como se muestra en la figura, la infraestructura de medida (AMI), recoge la información proveniente de la red eléctrica que, mediante la red de TIC, se pone a disposición de los distintos dispositivos y sistemas de RI.

Figura 62. Arquitectura de RI



Fuente: CIRCE

La arquitectura presentada propone una jerarquía en el control de la red, basada en la distribución de responsabilidades, siempre bajo la supervisión de los niveles superiores. A continuación se describen los elementos más relevantes incluidos en la arquitectura de red propuesta.

- Contador inteligente (CI): El CI concentra las medidas de los distintos consumos conectados aguas abajo.
- Generación distribuida (DER): La conexión de generación distribuida a la red de distribución debe realizarse de modo controlado. El control de los generadores distribuidos debe garantizar que la incorporación de nuevas fuentes de energía en la red de distribución permita alcanzar las mejoras perseguidas en la red. Como se muestra en la figura, tanto para la generación conectada en BT como en MT, se requiere de dispositivo controlador que comunique sus medidas y gestione las ordenes provenientes de niveles de control superiores.
- Vehículo Eléctrico (VE): Para que este nuevo tipo de consumo no sólo no comprometa la seguridad del suministro eléctrico, sino que sea posible su utilización en beneficio del sistema, es necesaria una gestión de su conexión a red, por lo que debe integrarse en una arquitectura RI como se muestra en la Figura 62.
- Concentrador/Controlador CT: A nivel de centro de transformación (CT), donde se conectan diferentes cargas y/o generación, almacenamiento o VE, se ubica un nivel de control encargado de gestionar todos los elementos conectados, como se muestra en la representación de la arquitectura. Especialmente a nivel de BT y MT, la conexión y gestión de recursos distribuidos y consumos puede realizarse bajo el concepto de microrredes, según el cual el controlador de la microrred gestiona los elementos conectados a la misma, de forma que, desde el punto de vista de los niveles superiores de red, la microrred es gestionada como un nodo energético. Asimismo, se realiza la concentración de los datos de generación y consumos para su transmisión a niveles superiores (para control, facturación, etc.).
- Concentrador/Controlador de subestación (SE): A nivel de SE primaria se concentra toda la información de los CTs conectados a las líneas de distribución alimentadas por la SE y se intercambia con estos las órdenes necesarias para la ejecución de las funciones de automatización de red. El controlador de subestación albergará los algoritmos de localización de falla, reposición de suministro y reconfiguración de red, para los que requiere información del estado de los

dispositivos de localización de falla y elementos de maniobra de la red, a los que a su vez envía las órdenes correspondientes. Los diferentes controladores de SE están comunicados con el centro de control de distribución, que así dispone de toda la información del estado de la red y en caso necesario envía las ordenes correspondientes a cada controlador de SE específico que, a su vez, de acuerdo con la arquitectura descrita, actuará sobre el/los controlador/es de CT correspondiente/s.

El modo en el que se relacionan los elementos y actores de la red de distribución y hacen uso de las tecnologías y funcionalidades de RI puede dar lugar a distintas arquitecturas de red. Por un lado, distintos elementos DER o consumos gestionables pueden estar conectados de forma dispersa en la red de distribución. Por otro lado, una de las topologías de red que emergen con la implantación de RI son las microredes.

Una microred puede definirse como una pequeña red en baja o media tensión capaz de integrar diversas fuentes de generación, almacenamiento de energía y cargas gestionables que potencialmente pueden funcionar como pequeñas islas de energía, esto es, unidades energéticamente autosuficientes aunque conectadas a la red de distribución. Pueden estar compuestas de cualquiera de los elementos de una red convencional o tecnología relacionada con RI, pero inevitablemente, deben contener sistemas de generación y de- ben poseer la capacidad de trabajar en modo aislado, sin conexión a la red eléctrica.

Estas topologías aportan robustez a la red eléctrica ya que permiten suministrar energía aun cuando existe un fallo en el resto de la red. Además, pueden aportar servicios auxilia- res al SIN y proveer de todas las ventajas asociadas a las tecnologías que tengan instaladas, según se ha comentado en anteriormente.

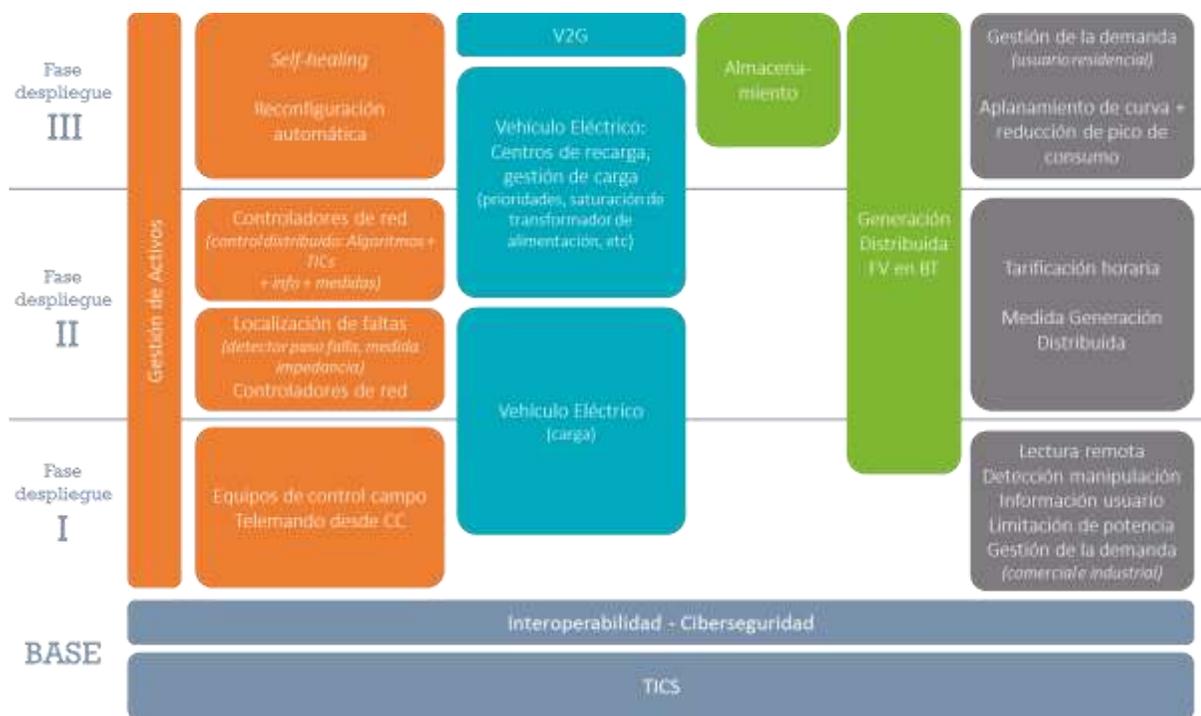
7.2 Fases de Implementación Propuestas

Las Figura 63 y Figura 64 presentan el resumen de fases propuestas para el desarrollo de las funcionalidades de RI en Colombia.

Figura 63. Penetración de cada Tecnología en cada fase considerada

	ADA (nº Interruptores tele- controlados por circuito)	VE (% respecto al nº total de vehículos)	DER (Generación Distribuida) (% del total de poten- cia instalada)	DER (Almacenamiento ⁴) (MW instalados) (% del total de poten- cia instalada)	AMI (% respecto a la energía total consumida)	
FASE I	2,7 – 3,3	1,0 – 1,2	0,1 – 0,2	20 – 60	0	58,0 – 70,9
FASE II	4,2 – 5,7	2,9 – 3,9	0,4 – 0,5	90 – 120	0	65,2 – 88,3
FASE III	<i>Self-Healing</i>	9,3 – 14,0	1,0 – 2,5	240 – 600	0,1 – 0,3	73,0 – 100,0

Figura 64. Diagrama Fases de Implementación de las Funcionalidades



Fuente: CIRCE

7.3 Consideraciones sobre la Penetración de Tecnologías

AMI - Infraestructura de medición avanzada

Antecedentes

El análisis costo beneficio muestra claramente la conveniencia de la instalación de contadores inteligentes. La tecnología AMI presenta un nivel de madurez tecnológica alto y actualmente hay disponibles en el mercado varios modelos de distintos fabricantes. No obstante, algunas funcionalidades como la tarifación horaria, la medida de generación distribuida o la gestión de carga en usuarios residenciales, necesitan un desarrollo regulatorio y tecnológico, por lo que se ha previsto su implantación en las fases de implementación posteriores.

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

En cuanto a la aceptación social, se esperan ligeros problemas entre los usuarios de los estratos socioeconómicos más bajos. Las pruebas piloto que ya se están realizando, según el Anexo 7 (Iniciativas de redes inteligentes en Colombia), están proporcionando la experiencia necesaria para encontrar soluciones a estas barreras sociales.

La instalación de CI requiere del desarrollo de las TIC para maximizar su aprovechamiento. En principio podría suponer una limitación para el desarrollo de los CI, pero no hay que olvidar que las funcionalidades que requieren un mayor desarrollo de las TIC deben ser implementadas en las últimas fases por lo que se cuenta con tiempo suficiente para su desarrollo. Adicionalmente, en la visita realizada en marzo de 2015 por los expertos en TIC del Consorcio, los operadores de comunicaciones aseguraron que las redes de comunicaciones están preparadas en la actualidad para soportar el volumen de información que requieren las tecnologías RI.

Con el objetivo de reducir las pérdidas no técnicas, algunos OR instalaron contadores prepago para facturar la energía de forma que el usuario paga la energía antes de consumirla. Con esta medida se consiguió reducir drásticamente las pérdidas en las zonas donde se instalaron este tipo de contadores y se adquirió el conocimiento para la implementación de nuevos equipos de medida. Este "know how" debe ser aplicado en la implantación de los CI puesto que puede ser muy útil en la toma de decisiones para definir el modelo idóneo de implantación y puede ayudar a reducir los tiempos y costos de implantación. También hay que tener en cuenta todos los proyectos pilotos que distintos OR tienen en marcha para la implantación de la tecnología AMI y que actualmente ya están consolidando parte de los objetivos planteados para esta tecnología.

La instalación de CI afecta a varios de los objetivos de Colombia. Su implantación permite reducir las pérdidas no técnicas y mantenerlas en valores mínimos tolerables y el desarrollo de la gestión de la demanda para amortiguar los picos de demanda y el crecimiento de uso de la electricidad. Con ello se consigue, de manera indirecta, reducir el precio de la energía buscando alcanzar niveles competitivos respecto a otros países de la región.

Grado de penetración

La instalación de CI se plantea de forma gradual comenzando por aquellos sectores que permitan maximizar el aprovechamiento de los mismos (aquellos con un mayor consumo energético) y que no presenten posibles problemas de aceptación social.

En una primera fase se considera que los CI medirán entre el 58,0 y el 70,9% del consumo mensual de energía de Colombia, instalándose en los usuarios de mayor consumo, como son los usuarios no regulados, industriales y comerciales, de forma que se maximice la energía controlada por los contadores. En la fase II se contempla la instalación de CI para registrar un consumo total entre el 65,2% y el 88,3% (teniendo en cuenta los CI instalados en ambas fases). Por último, en la fase III se considera la instalación en los usuarios de menor consumo medio, que corresponden a más de un 15% del consumo total de energía en Colombia. Para el año 2030, entre el 73,0 y el 100% de la energía consumida estará registrada por CI.

Al finalizar la fase III se prevé alcanzar un porcentaje total de instalación de CI en el 80% de usuarios del país, teniendo en cuenta el valor inferior del rango. El análisis costo beneficio muestra una saturación para la instalación de CI en los estratos 1 y 2. Sin embargo, también es cierto que existen importantes razones sociales para la instalación de la tecnología en los mencionados estratos. Por todo ello, la instalación de CI en el 20% restante de usuarios, se deja a expensas de los resultados obtenidos en las fases I y II.

Debido a que, tal y como se concluye del análisis beneficio-costos la instalación de CI es viable, se considera que la incertidumbre de su penetración es baja.

Recomendaciones adicionales

A continuación se incluye las funcionalidades de los CI que se recomienda incorporar en cada una de las fases de implementación:

Fase I: Incorporación de funciones básicas de CI: Lectura remota, información del usuario, limitación de potencia y detección de manipulación. Estas funciones básicas suponen, principalmente, un ahorro para el OR.

Además, la disponibilidad de la información de consumo para el usuario es una primera medida que podría incentivar la reducción de su consumo. Debido a que algunos OR ya la han implantado actualmente, la gestión de la demanda se incluye en la fase I.

Fase II: Incorporación de las funcionalidades de tarificación horaria (lo cual requerirá un adecuado desarrollo regulatorio). Esta función será un importante incentivo para optimizar los hábitos de consumo y así contribuir al aplanamiento de la curva de demanda y a la incorporación de la medida de generación distribuida.

Fase III: Gestión de la demanda en usuarios residenciales. Esta funcionalidad puede apoyar el aplanamiento de la curva de demanda mediante el control automático de las cargas no críticas de los usuarios residenciales.

Tabla 70. Penetración de funcionalidades de AMI según Fase.

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

Fuente: CIRCE

ADA - Automatización de la red

Antecedentes

La tecnología ADA presenta una relación costo-beneficio muy positiva para los niveles de implantación estudiados y su madurez tecnológica está probada en muchas redes eléctricas de varios países. Además, no existen barreras regulatorias a su despliegue y, al no presentar problemas medioambientales o inconvenientes para el usuario, no se esperan limitaciones para su despliegue. Sin embargo, el *Self-Healing* se encuentra todavía en fase de desarrollo, por lo que su implantación se prevé en la última fase de la hoja de ruta.

Según los resultados obtenidos en los análisis técnicos, las primeras fases de implantación de interruptores y seccionadores con telemando proporcionan las mayores mejoras de continuidad de suministro y, a partir de un grado de penetración de aproximadamente un 5%, el grado de mejora técnico obtenido disminuye. Por lo que el 5% se define como objetivo máximo de líneas con interruptores telecontrolados. Teniendo en consideración que en Colombia, aproximadamente, hay 100 transformadores por circuito (Circular 036 del CREG, 2014), el porcentaje indicado como objetivo máximo supone la instalación de cinco interruptores telecontrolados por circuito.

La implantación de ADA es imprescindible para aumentar la calidad de la electricidad con una confiabilidad acorde con las necesidades del siglo XXI, uno de los objetivos de Colombia para su sistema eléctrico, colaborando igualmente en la obtención de la energía a un precio competitivo.

Grado de penetración

Los análisis realizados mediante simulaciones con los distintos tipos de funcionalidades (telecontrol de interruptores y seccionadores, detección de paso de falla y *Self-Healing*) revelan que la mayor parte de la mejora en la continuidad del suministro la aporta la instalación del telecontrol, por tanto, la instalación de detectores de paso falla simultáneamente con los interruptores telecontrolados dependerá de su costo económico. La instalación de sistemas *Self-Healing* precisa todavía de un mayor desarrollo tecnológico. Esta funcionalidad se espera que esté disponible a precios costo efectivos en unos 10 años.

Se plantea alcanzar un promedio de 2,7-3,3 interruptores telecontrolados por circuito en la fase I; 4,2-5,7 en la fase II y; sobre los interruptores instalados en la fase II, la instalación de la funcionalidad *Self-Healing* en la fase III. Este sería el ritmo de implantación óptimo para que en el año 2030 se puedan detectar y aislar las fallas en la red de una forma automática.

Dados los planes de implantación de esta tecnología que ya tienen las grandes empresas del país, añadido a que los resultados técnicos, económicos, regulatorios y sociales relacionados con esta tecnología han sido positivos, la incertidumbre de la implantación es baja.

Recomendaciones Adicionales

Los beneficios obtenidos son mayores cuando la automatización se lleva a cabo en entornos urbanos con redes malladas en explotación radial, por lo que la automatización debería comenzar en este tipo de zonas. Para optimizar el efecto de la implantación de la tecnología ADA se recomienda analizar la posibilidad de aumentar el mallado de las redes, sobre todo en entornos urbanos donde el costo de esta operación es más bajo comparado con entornos rurales.

Gestión de activos

Como se ha comentado en apartados anteriores esta funcionalidad se ha considerado dentro de ADA por ejecutarse desde el centro de control del operador de red. De hecho es algo que todos los operadores de red ya están haciendo puesto que su objetivo principal es la mejora del CAPEX y el OPEX.

Todas las tecnologías RI permiten mejorar la gestión de activos y sus beneficios en este ámbito se han cuantificado parcialmente a través del aplanamiento de la curva de demanda. Además, presenta beneficios adicionales que son difícilmente cuantificables en el ámbito de Colombia por lo que no han sido cuantificados en este estudio. En todo caso estos beneficios se sumarían a los ya tenidos en cuenta, disminuyendo el riesgo de las inversiones en tecnologías RI.

Tabla 71. Penetración y funcionalidades de ADA según fase

ADA	Fase I	Fase II	Fase III
Penetración	2,7 – 3,3 interruptores por circuito	4,2 – 5,7 interruptores por circuito	<i>Self-Healing</i> en los interruptores de Fase II
Funcionalidades	Equipos control campo Telemando desde CC	Localización de faltas Controladores de red	<i>Self-Healing</i> Reconfiguración automática

Fuente: CIRCE

DER - Recursos energéticos distribuidos

Antecedentes

Actualmente el costo de los paneles fotovoltaicos instalados en baja tensión no se compensa con los ingresos que genera. Sin embargo, se prevé que en los próximos años sí sea rentable sin necesidad de incentivos. De manera análoga, se espera que evolucione su madurez tecnológica, permitiendo reducir los costes de los materiales, que cada vez deberán ser más eficientes. Para el pleno desarrollo de esta tecnología es necesario el desarrollo de ciertas normativas como, por ejemplo los reglamentos técnicos que regulen su instalación. La falta de estos constituye una barrera sobre la que la UPME está trabajando. Desde el punto de vista social se trata de una tecnología que tiene gran aceptación, aunque su impacto estético en los tejados puede causar cierto rechazo.

Desde mayo de 2014 está vigente la Ley 1715 de 2014 (Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional, Congreso de Colombia, 2014) por la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional de Colombia. Por medio de esta ley se establece el marco legal para las fuentes no convencionales de energía y las líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. En este ámbito, también se debe citar el DECRETO 2469 del 02 de diciembre de 2014 (Ministerio de Minas y Energía, 2014) y la Resolución 175 de 2014 de la CREG de 2014 que establecen que los autogeneradores a gran escala que quieran entregar sus excedentes a la red deben cumplir los mismos requisitos que se les exigen a los generadores y que deben establecer un contrato de respaldo con el OR al que se conecten. Actualmente estos criterios también aplican a los autogeneradores a pequeña escala, aunque se está desarrollando una reglamentación específica para ellos.

Tal y como se refleja el estudio “Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe” (BID, 2014), las fuentes de energía renovables aportan los suficientes beneficios a la sociedad como para justificar su implantación a gran escala. Según refleja el informe “Integración de las energías renovables no convencionales (FNCER) en Colombia” (UPME, 2015) la UPME identifica y prioriza las principales barreras existentes para el aprovechamiento de las FNCER y formula los instrumentos particulares con posibilidad de ser implementados en Colombia.

En cuanto al almacenamiento, el análisis económico realizado de la tecnología no ha resultado favorable, confirmando su baja madurez tecnológica. La implantación de esta tecnología precisa además de una regulación adicional a la necesaria para regular la instalación de generación distribuida. Ambas regulaciones deben ser consistentes entre sí. Desde el punto de vista social, no se prevén barreras importantes.

La instalación de sistemas renovables de generación distribuida debe promoverse, ya que colabora en la consecución de gran parte de los objetivos de Colombia. Ayuda a minimizar el riesgo de escasez de energía ante eventos naturales, permite adaptar la canasta energética a los recursos disponibles en el país, permite reducir el precio de la energía, colabora en la reducción de pérdidas técnicas y en el desarrollo de la gestión de la demanda y permite disminuir la huella de carbono del sistema eléctrico.

Grado de penetración

La definición del grado de implantación en 2030 se ha basado en el escenario de previsión número 9 del Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2014-2028 (UPME, 2014). Dicho escenario considera que la energía fotovoltaica instalada en Colombia en el año 2030 alcanzará los 240 MW. Este escenario se ha tenido en cuenta como escenario de mínima penetración dada la gran expansión que está teniendo la energía solar fotovoltaica debido a las previsiones de mejora tecnológica y disminución de

costos. Debido a estas mismas razones, el escenario de máxima penetración se ha considerado de 600 MW, lo que supone el 2,55% de la generación total instalada en el año 2030.

Para determinar el despliegue de Generación Distribuida (GD) en las diferentes fases, se ha supuesto un grado de implantación acelerado. Es decir, en las primeras fases, debido a que la tecnología presenta alguna barrera a su instalación, el ritmo de implantación será más lento que en las siguientes fases. Tomando esta consideración se define un porcentaje de generación distribuida instalado en la fase I del 0,1-0,2%, mientras que para la fase II asciende al 0,4- 0,5% y en la fase III se alcanzaría el 1,0-2,5%.

Teniendo en cuenta que el análisis beneficio-costos muestra que la implantación de almacenamiento no es viable desde un punto de vista económico, se retrasa el comienzo de su instalación hasta la fase III y se fija su penetración en el 20% de la generación distribuida instalada en esa fecha, es decir, el 0,2% del total de generación contará con sistemas de almacenamiento.

Dado que la instalación del almacenamiento se produce en la última fase, así como el escaso nivel de madurez tecnológica se considera que la incertidumbre de implantación de esta tecnología es elevada.

Recomendaciones Adicionales

Por todas las ventajas que conlleva: reducción de pérdidas, reducción de emisiones de gases contaminantes, entre otros, se debe fomentar la instalación de sistemas de generación distribuida en baja tensión. Sin embargo cuando el porcentaje de penetración de los sistemas de generación distribuida vaya aumentando, se deben implantar los requisitos de conexión a la red para que sean cargas gestionables, y según la potencia se puedan comportar como sistemas activos en la recuperación de las condiciones nominales de la red tras perturbaciones, colaborando junto al resto de centrales.

Por otro lado, los sistemas de almacenamiento debe vincularse al desarrollo de los sistemas de generación distribuida puesto que permiten al usuario contar con una mayor libertad para decidir en qué momento debe comprar o vender energía, reforzando las ventajas de estos sistemas.

Tabla 72. Penetración y funcionamiento de DER según Fase

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

Fuente: CIRCE

VE - Vehículo Eléctrico

Antecedentes

El despliegue del VE favorece el objetivo de la reducción de la huella de carbono del país, así como ayuda al desarrollo de la gestión de la demanda. Según los análisis realizados, tiene un costo elevado y todavía su madurez tecnológica está en crecimiento. Adicionalmente, en Colombia todavía es necesario el desarrollo de una normativa que regule desde la parte técnica (tipo de cargador, protocolos de comunicación, entre otras), hasta la de mercado del proceso de carga de los VE (agentes, forma de pago, entre otros).

La aceptación social puede ser alta, aunque en estos momentos existen inquietudes relacionadas con la autonomía y con la duración de la batería.

Grado de penetración

Los niveles de penetración del vehículo se fijan en función del escenario PND (Plan Nacional de Desarrollo), recogido en el informe de la UPME Proyección de demanda de combustible en el sector transporte en (2015), según el cual en 2030 se prevé que el 11,6% del total de vehículos existentes serán eléctricos. En términos cuantitativos, de un total de 20,3 millones de vehículos, se espera que prácticamente 2,4 millones sean impulsados con motores eléctricos. Por otra parte, más del 91% de estos VE corresponde a motos eléctricas y casi el 6% a vehículo empleado como taxis.

Debido a la evolución mundial del mercado de vehículos eléctricos se ha considerado que la introducción del VE sigue una evolución exponencial a lo largo del tiempo. Teniendo en cuenta el mencionado escenario PND, se obtiene que en la fase I entre el 1,0 y el 1,2% del total de vehículos serán eléctricos, en la fase II este porcentaje es del 2,9-3,9% y en la fase III alcanza el 9,3-14,0%.

Dado que la previsión está realizada en función del escenario PND de la UPME, se considera una incertidumbre baja para cada valor de penetración por fase.

Recomendaciones Adicionales

Para minimizar el impacto de la penetración del VE en el SIN es necesario que se fomente la carga de los mismos en los momentos en los que la demanda de electricidad es más reducida.

Se recomienda la instalación de proyectos piloto en las ciudades, con el objetivo de acercar la tecnología a los usuarios para ayudar a superar las barreras existentes, de forma que se aumente el número de vehículos eléctricos previstos por la UPME. Se considera importante la incorporación de incentivos enfocados a la electrificación de vehículos privados.

Tabla 73. Penetración y funcionalidades de VE según Fase

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 carga	V2G

Fuente: CIRCE

7.4 Agentes que Influyen en la Implementación

El despliegue de las tecnologías asociadas con una red inteligente genera un impacto favorable a nivel económico y social. Al tratarse de un nuevo concepto dentro del sistema eléctrico, podría pensarse que el agente principal a la hora de dotar de una capa de inteligencia a la red convencional es el operador de red. Sin embargo, la correcta adaptación de las tecnologías, las inversiones económicas necesarias o el importante impacto social y regulatorio que caracterizan el despliegue de las tecnologías RI, necesitan de la participación activa de otros agentes principales: el regulador, el usuario, las ESE, los proveedores de soluciones tecnológicas y las universidades y Centros de I+D.

Existen dos agentes que repiten su papel de manera muy parecida en cada una de las implantaciones de las distintas tecnologías.

El primero es el gobierno, puesto que es el que toma la decisión de incentivar la investigación y el desarrollo de las tecnologías y el que decide las políticas económicas. En realidad es el gran promotor/habilitador de las RI de un país, ya que de él parte la iniciativa principal.

El segundo son los proveedores de soluciones tecnológicas. La RI están fundamentada en nuevas tecnologías, sin estas no serían posibles. De este modo el papel de los proveedores de tecnología es habilitador general de la RI.

AMI

El operador de red y el usuario son los principales agentes en la implantación de la tecnología AMI. El usuario es el receptor del CI, quien debe aceptarlo e incorporarlo en su día a día. Muchos de los beneficios asociados a esta tecnología están basados en la adaptación del usuario y el cambio en sus hábitos de consumo. El OR es el principal encargado de llevar a cabo las tareas correspondientes a la instalación, operación y mantenimiento de los CI y el resto de infraestructura necesaria que permiten dotar de distintas capas a la red convencional para convertirla en una RI.

El rol del regulador es el de promover la regulación requerida para la implantación de la tecnología y la tarificación horaria. La primera parte es habilitadora del despliegue mientras que la segunda es fundamental para conseguir el máximo beneficio de esta tecnología

ADA

Dado que los equipos que conforman las tecnologías ADA deben ser instalados en la red de media tensión, el principal agente en su implantación son los operadores de red. También tiene un papel importante el regulador ya que es el que determina los incentivos a la mejora de la continuidad de suministro.

Por otro lado, tanto los proveedores de soluciones industria les como los centros de investigación y las universidades deben aportar insumos al desarrollo de la implantación tanto en la comercialización de equipos como en la localización óptima de los mismos.

DER

Por medio de la GD se introduce un nuevo agente del sistema energético: el usuario pasa de ser identificado como consumidor, a ser una parte activa del sistema; es decir pasa de ser un consumidor, a ser un prosumidor (o prosumer), por lo tanto, el usuario es el agente fundamental para la implantación de esta tecnología. El ritmo de implantación dependerá de la regulación existente. La definición actual del autogenerador de pequeño tamaño es un primer paso que se debe consolidar con la definición de los requisitos de conexión a la red eléctrica y la tarificación horaria.

La instalación de GD crea un nuevo mercado en el que las ESE juegan un papel trascendental, ya que pueden facilitar la instalación, la operación y el mantenimiento de los sistemas, así como eliminar las barreras de financiación y tramitación administrativa que para los usuarios convencionales resultan excesivamente complejas.

VE

El usuario tiene el rol principal en la implantación del VE aunque, en función de cómo se defina el mercado, las ESE pueden jugar un papel igual de importante ya que pueden evitar que el usuario adquiera el vehículo y lo use en leasing u otra figura de alquiler.

El papel del regulador también es importante porque debe definir los incentivos que permitan la sustitución de los vehículos de combustión interna por los eléctricos, así como un sistema de tarificación horaria que favorezca la recarga en los momentos de menor consumo (horas valle).

7.5 Descripción de Acciones para la Implementación de las Soluciones de RI

Para alcanzar la Visión RI Colombia 2030 será necesaria la participación activa de todos los agentes involucrados: el gobierno, el regulador, los usuarios, las Empresas de Servicios Energéticos (ESE), los proveedores de soluciones tecnológicas y las universidades y centros de I+D. En este apartado se describen las acciones para la implantación de cada una de las tecnologías RI.

Las presentan las acciones recomendadas a ser realizadas por los agentes en las fases propuestas para el mapa de ruta se han utilizado las siguientes convenciones:

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

Se desarrollan las acciones más importantes que se debe llevar a cabo para la implantación de la RI, clasificándolas como:

- Acción crítica: aquella cuyo incumplimiento imposibilitaría el despliegue de tecnologías RI y alcanzar los objetivos recogidos en la Visión RI Colombia 2030.
- Acción necesaria: aquella que permite el cumplimiento de los objetivos recogidos en la Visión RI Colombia 2030, y que en el caso de no desarrollarse ralentizaría el despliegue de las tecnologías de RI.
- Acción recomendable: aquella que favorece el cumplimiento de los objetivos recogidos en la Visión RI Colombia 2030.

Para facilitar la comprensión de las figuras que presentan las acciones se han utilizado tres tonalidades distintas de manera que, las acciones se clasifican en acciones recomendables, necesarias y críticas, cuanto más oscuro es el color del cuadro en el que se muestra la acción, más decisiva es para lograr la implantación de RI.

Las acciones propuestas para cada tecnología RI se agrupan, según su naturaleza, en:

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

El marco temporal propuesto para cada acción, representado por la longitud de la barra asociada, se define para asegurar el cumplimiento de los objetivos definidos en la Visión RI Colombia 2030.

Descripción de las acciones AMI

Figura 65. Acciones para la Implementación de la Tecnología AMI

AMI	Actual	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							
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	
Tecnología, infraestructura e I+D	[OR; PS] Instalación infraestructura de medida y gestión de datos																
		[R; OR] Definición specs. técnicas CIs y sistemas de gestión de datos															
		[R; OR] Definición procedimientos gestión información															
		[OR; PS] Definición procedimientos O+M															
		[GB] Creación infraestructura de certificación															
		[OR; PS] Formación operarios en la instalación, manejo y mantenimiento de los CIs															
		[OR; PS] Instalación de equipos de gestión de cargas, soporte de comunicaciones y sistemas de procesado de información															
		[OR; PS] Formación operarios en la instalación, manejo y mantenimiento de los equipos de control de cargas															
		[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento para la optimización de la implantación de los CIs															
		[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para fomentar la accesibilidad de los usuarios a sus datos de consumo															
	[GB; ID; OR; UN] Programa de I+D para el desarrollo de sistemas de gestión de carga y de la comunicación con las cargas																
Marco Económico, nuevas actividades y mercados	[GB; ID; OR; UN] Proyectos piloto: Pruebas de interoperabilidad entre diferentes fabricantes, y de respuesta de demanda con tarificación horaria																
		[PS] Formación especializada personal empresas comercializadoras															
	[GB] Programas apoyo inversión (usuario o empresa, según inversión)				[ID; GB; ES; OR; PS; R; UN; US] Acciones de coordinación entre todos los actores												
Marco normativo y regulatorio	[ES; GB; R] Desarrollo ESCOS o similar																
	[R] Regular la propiedad de la información registrada																
	[R] Especificaciones mín. protocolos comunicación																
	[R] Generación perfil de datos																
	[R] Garantizar interoperabilidad entre los CIs y los centros de control del OR																
	[R] Garantizar el acceso de todos los usuarios a toda la información necesaria (via web, telefónica, oficinas comerciales, etc.)																
Integración usuario	[R] Garantizar la interoperabilidad entre los CIs, los equipos de gestión de cargas y las cargas																
	[R] Directiva que apoye la implantación																
	[R] Desarrollo de normativa tarificación horaria																
	[GB; OR] Programas generales de comunicación de los beneficios de los CIs				[OR] Información por los OR's asociados a cada acción de despliegue				[GB; OR] Campañas para la implantación en los usuarios la tarificación horaria				[GB; OR] Campañas de concienciación sobre los beneficios del aplanamiento y de la gestión activa				

Tabla 11. Acciones para la implementación de la tecnología AMI

Fuente: CIRCE

Marco tecnología, infraestructura e I+D

Instalación de infraestructura de medida y gestión de datos

Despliegue de los CI según los grados de penetración previstos. Esta acción debe ir acompañada de la instalación de las infraestructuras de comunicaciones necesarias para la conexión del CI con las instalaciones centrales del OR, así como de la infraestructura para la gestión de los datos por parte del OR. Es importante que en el despliegue de los CI se utilicen canales de comunicación que permitan la bidireccionalidad en el intercambio de información y un ancho de banda adecuado para permitir funcionalidades que permitan obtener el máximo beneficio por parte de todos los agentes relacionados: operador de red, usuario y administración.

Definición especificaciones técnicas CI y sistemas de gestión de datos

Se deben definir las especificaciones mínimas de los CI y de los sistemas de gestión de datos de manera que se asegure la posibilidad de actualización de los equipos para la incorporación de las funcionalidades previstas hasta el año 2030 así como la seguridad de todo el sistema de gestión de datos (ciberseguridad).

Definición procedimientos gestión información

El elevado volumen de información generado por el uso de CI hace necesaria la definición de procedimientos para la gestión de datos que garanticen la confidencialidad de la información de los clientes y regulen el tipo de uso que puede darse a los datos recopilados sobre el consumo y los hábitos de los clientes.

Definición procedimientos O+M

Definición de procedimientos para facilitar el manejo y el mantenimiento de nuevos equipos instalados en la red (CI, equipos de comunicaciones, de gestión de información, etc.) por parte del personal encargado de su operación y mantenimiento.

Creación de infraestructura de certificación

Se debe crear una infraestructura independiente para la certificación de los equipos de medida, de manera que se aseguren los niveles de precisión mínimos necesarios fijados en las especificaciones.

Formación de operarios en la instalación, manejo y mantenimiento de los CI

La incorporación de nuevas tecnologías a la operación de la red requiere de un proceso de aprendizaje por parte del personal encargado de su instalación, manejo y mantenimiento.

Instalación de equipos de gestión de cargas, soporte de comunicaciones y sistemas de procesado de in- formación

En la fase más avanzada de implantación se incorporan los equipos de gestión de cargas, dando la posibilidad de conectar o desconectar cargas gestionables (equipos de refrigeración, cargas secundarias, etc.) en los momentos más convenientes, así como los sistemas de comunicación y gestión de información asociados.

Formación operarios en la instalación, manejo y mantenimiento de los equipos de control de cargas

En línea con acciones anteriormente descritas, es necesaria la formación del personal que esté relacionado con los sistemas de gestión de cargas.

Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento para la optimización de la implantación de los CI

Programas de investigación que permitan determinar tanto la mejor tecnología, como las estrategias óptimas de implementación de CI.

Programa de I+D para fomentar la accesibilidad de los usuarios a sus datos de consumo

Hay que investigar qué ventajas, de entre todas las que presenta el CI, son las más provechosas para el usuario. A partir de aquí es crucial determinar de qué manera se puede integrar al usuario en la tecnología por la cual va a pagar. Es decir, cuál es la manera más cómoda para el usuario de interactuar con la tecnología de forma que obtenga el máximo beneficio. Este aspecto mencionado aquí como accesibilidad le permite al usuario realizar una mejor gestión de su comportamiento energético.

Programa de I+D para el desarrollo de sistemas de gestión de carga y de la comunicación con las cargas

La gestión de cargas es una funcionalidad que está empezando a implantarse en grandes usuarios y debe adaptarse a cada caso. Dado que no está plenamente desarrollada, los programas de I+D centrados tanto en el hardware específico, como en el software que mejoren la gestión de cargas, puede favorecer al despliegue de esta funcionalidad y a la creación de empresas locales que la implementen. En el caso de la gestión de cargas para usuario residencial, planificada en la fase III, sucede lo mismo que en el caso industrial, aunque el beneficio es más incierto debido a la incertidumbre de su implantación.

Proyectos piloto: Pruebas de interoperabilidad entre diferentes fabricantes, pruebas de respuesta de la demanda con tarificación horaria

Para garantizar una correcta implementación de nuevas tecnologías en la red, resulta conveniente la implementación de nuevos desarrollos en proyectos piloto para demostrar, a escala reducida, la viabilidad de dichos desarrollos y permitir la evaluación de las mejoras alcanzadas, como paso previo a un despliegue en la red. En concreto, es conveniente la realización de proyectos piloto para verificar la interoperabilidad de equipos (CI, sistemas de comunicación y gestión de datos) de diferentes fabricantes. Asimismo, resulta interesante verificar en proyectos piloto los resultados obtenidos utilizando tarificación por tramos horarios, en lo que respecta al impacto sobre la curva de la demanda eléctrica.

Formación especializada a personal de empresas comercializadoras

El nuevo escenario de mercado que plantea la implementación de contadores inteligentes y, especialmente, la aplicación de la tarificación horaria, recomienda la formación del personal de las empresas comercializadoras de electricidad responsables de la concienciación al usuario de las ventajas de esta funcionalidad.

Marco económico, nuevas actividades y mercados

Programas apoyo inversión (usuario o empresa, según quien realiza la inversión)

La tecnología AMI comprende distintos tipos de dispositivos y sus costos de inversión asociados pueden corresponder a distintos actores, como OR y usuarios. Para los costos a asumir por los operadores de red son recomendables programas de apoyo a la inversión inicial, sobre todo para aquellos OR con baja capacidad de inversión. Puede darse la paradoja de que aquellos operadores de red que más necesiten invertir en nuevas tecnologías para la mejora de red no tengan capacidad de inversión a pesar de que el retorno económico de esta inversión sea claro. En estos casos, se recomienda que el gobierno actúe como garante de los préstamos para asegurar la capacidad de conseguir crédito de estos operadores de red. En el caso de los costos a asumir por el usuario se plantean como recomendables programas de apoyo para aquellos con menor poder adquisitivo, tales como pago en cuotas, por ejemplo.

Acciones de coordinación entre todos los actores

Dado que esta tecnología involucra a distintos tipos de actores, es conveniente coordinar, a lo largo de todas las fases de implementación, a todos los actores del mercado para poder aprovechar al máximo las oportunidades que ofrece esta tecnología.

Desarrollo ESE o similar

Las empresas de servicios energéticos pueden favorecer la optimización de los consumos de energía de sus clientes ofreciendo una gestión de sus contratos y definiendo unos nuevos patrones de consumo según el esquema tarifario. De igual manera pueden integrar en su oferta la tarea centralizada de la gestión activa de la demanda o de la generación distribuida en baja tensión de varios usuarios, para reducir costos de operación y mantenimiento, así como para facilitar el acceso al mercado. Esta es una nueva actividad que puede surgir en Colombia gracias al desarrollo de las RI.

Marco normativo y regulatorio

Regular la propiedad de la información generada

Este es un aspecto fundamental para la implementación de la tecnología AMI y del VE. Se debe garantizar que la confidencialidad de la información de los usuarios es total, para lo cual se debe regular la propiedad de la información generada y el modo en que se utiliza, y dotar a los sistemas de comunicaciones de la seguridad necesaria para cumplirlo.

Especificaciones mínimas protocolos comunicación

Es necesario definir las especificaciones mínimas de los protocolos de comunicación desde el inicio del lanzamiento de las RI. En concreto, son importantes las especificaciones relativas a ciberseguridad, interoperabilidad de equipos, fiabilidad, velocidad, ancho de banda y latencia necesarias.

Generación perfil de datos

Uno de los aspectos más relevantes en relación al marco de TICs necesarias para el despliegue de la tecnología AMI es la generación inicial de un perfil de datos, que permita el intercambio de información de consumos, precios, límites de potencia contratada etc.

Garantizar interoperabilidad entre los CI y los centros de control del OR

Los sistemas de los centros de control de los operadores de red deben ser capaces de intercambiar información y señales con los contadores inteligentes, para permitir la lectura y operación remota de los mismos.

Garantizar el acceso de todos los usuarios a toda la información necesaria (via web, telefónica, oficinas comerciales, etc.)

Desarrollar estrategias de comunicación que permitan a cada usuario el acceso ordenado y seguro a la información que sea de su interés. Debe garantizarse que el usuario puede acceder de forma ordenada a la información que le incumbe en tiempo real, para que pueda, si así lo desea, instalar equipos de control de carga que optimicen su consumo.

Garantizar la interoperabilidad entre los CI, los equipos de gestión de cargas y las cargas

En la primera mitad de la fase I se incorporan al sistema la gestión activa de cargas, lo cual hace recomendable la interoperabilidad entre las cargas gestionables, los equipos encargados de gestionarlas y los CI.

Directiva que apoye la implantación

Aunque no se considere necesario crear o modificar un marco normativo porque el actual ya permite el despliegue de contadores inteligentes, es recomendable reforzarlo con alguna directiva que acelere su implantación.

Desarrollo de normativa tarificación horaria

Uno de los claros beneficios de los CI para el usuario es el conocimiento detallado de su consumo. Esta información puede llevarle a una reducción del consumo y/o al cambio en sus hábitos, ajustándolo a las horas en las que la energía es más barata. Asimismo, esto implicaría una contribución al aplanamiento de la curva de la demanda eléctrica. Para que estos beneficios teóricos se conviertan en una realidad tangible, resulta fundamental el desarrollo de una normativa de tarificación horaria.

Integración del usuario

Programas generales de comunicación de los beneficios de los CI

Con el objetivo de integrar al usuario en el despliegue de la tecnología de CI, son necesarias campañas de comunicación dirigidas a los usuarios, explicando las ventajas que la implantación de esta tecnología pueden suponer para ellos. Además de la explicación de los beneficios, comunicaciones deben destacar la robustez y la confidencialidad del sistema, para evitar el miedo del usuario a que su información sensible pueda ser utilizada de manera indiscriminada.

Información por los OR asociados a cada acción de despliegue

Además de las campañas mencionadas, resulta recomendable que por parte de los OR se informe a los usuarios de las áreas donde se estén realizando los despliegues de instalación de CI, explicando las ventajas de la implementación de CI, durante las campañas de instalación, como contrapunto a los posibles inconvenientes que sufran los clientes durante la etapa de pruebas.

Campañas para la implantación en los usuarios de la tarificación horaria

Una vez desarrollada la normativa de tarificación horaria, será necesaria una campaña para la adopción e integración del nuevo tipo de tarifa por parte de los usuarios de manera que entiendan sus ventajas y el modo de aprovecharse de las mismas.

Campañas de concienciación sobre los beneficios del aplanamiento y de la gestión activa

Esta acción es necesaria para la implementación de la gestión activa de cargas en la última fase. Es necesario que el usuario perciba el beneficio del sistema de cargas gestionables.

Descripción de las acciones ADA

Figura 66. Acciones para la Implementación de la Tecnología ADA

ADA	Actual	Fase I					Fase II					Fase III				
Penetración		2,7 – 3,3 interruptores por circuito					4,2 – 5,7 interruptores por circuito					Algoritmos <i>Self-Healing</i> en los de Fase II				
Funcionalidades		Equipos control campo Telemando desde CC					Localización de faltas Controladores de red					<i>Self-Healing</i> Reconfiguración automática				
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tecnología, infraestructura e I+D	[OR; PS] Instalación de elementos de maniobra que permitan aislar tramos de red (seccionadores, interruptores)															
	[OR; PS] Comunicaciones para permitir el telemando de los elementos de maniobra															
	[OR; ID; UN] Estudios técnicos para identificar puntos óptimos de automatización															
	[OR] Coordinar despliegue con los SCADA de los OR															
	[OR; PS] Formación capital humano en el uso y control de los equipos telecontrolados															
	[OR; PS] Formación capital humano en el uso y control de los equipos telecontrolados y de localización de fallas															
	[OR; PS] Formación capital humano en uso y control del Self-Healing															
	[ID; GB; OR; UN] Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento (métodos de localización de falta, algoritmos óptimos de reposición de suministro, gestión activos)															
	[ID; GB; OR; UN] Proyectos Piloto Sistemas avanzados localización de fallas															
	[GB; OR; PS] Instalación y operación de Sistemas avanzados localización de faltas															
Marco Económico, nuevas actividades y mercados	[GB; R] Creación infraestructura de certificación															
	[ID; GB; OR; UN] Proyectos Piloto Self-Healing															
Marco normativo y regulatorio	[OR; PS] Incorporación y operación de sistemas Self-Healing															
	[GB] Programas apoyo inversión para los OR's con baja capacidad de inversión															
	[R] Revisión CREG 097/2008 para ajustar la retribución por mejorar la red															
	[R] Desarrollar requisitos mínimos para continuidad de suministro															
[R] Especificaciones mínimas protocolos comunicación																
[R] Garantizar interoperabilidad entre los distintos interruptores telecontrolados y los centros de control (definición de perfiles de interoperabilidad)																
[R] Garantizar interoperabilidad Self-Healing																

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

Acción crítica Acción necesaria Acción recomendable

Tabla 8. Acciones para la implementación de la tecnología ADA

Fuente: CIRCE

Marco tecnológico, infraestructura e I+D

Instalación de elementos de maniobra que permitan aislar tramos de red (seccionadores, interruptores)

El equipamiento hardware básico para la automatización de la red de distribución está compuesto por elementos de maniobra, necesarios para el despeje de fallas y reposición de suministro, tales como reconectores o interruptores y seccionadores. Por lo tanto, una de las acciones críticas es el incremento del número de elementos de maniobra en la red de distribución ya que, a mayor número de interruptores, menor es el área que se queda sin suministro en caso de falla. La automatización de la red acomete el telemando y/o automatización de la operación de dichos elementos.

Comunicaciones para permitir el telemando de los elementos de maniobra

Para dotar de telemando a los elementos de maniobra (existentes o de nueva instalación) se necesita una red de comunicaciones que permita operar los seccionadores e interruptores de forma remota. Esta acción, junto con la anterior, se consideran pasos críticos de cara a introducir el telemando.

Estudios técnicos para identificar puntos óptimos de automatización

Con el objetivo de optimizar la inversión en los equipos necesarios para la automatización de la red, se debe determinar el número de puntos a automatizar y determinar su ubicación más adecuada. Para ello se deberá tener en cuenta aspectos como el potencial impacto en la capacidad de restauración de carga o la necesidad de instalación de comunicaciones, entre otros. Este se considera un punto crítico para obtener el máximo beneficio de la tecnología.

Coordinar despliegue con los SCADA de los OR

Las nuevas señales de monitorización y supervisión necesarias para la automatización de la red deben integrarse en los sistemas SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) de los OR, por lo tanto deben definirse de forma coordinada con las señales ya existentes.

Formación de capital humano en el uso y control de los equipos telecontrolados

La incorporación de nuevas tecnologías a la operación de la red requiere de un proceso de aprendizaje por parte del personal encargado de su implementación y utilización. Por lo tanto, una acción necesaria es la formación relativa a la implementación del telecontrol en los elementos de maniobra de la red.

Programa de I+D para generación de nuevo conocimiento (métodos de localización de falla, algoritmos óptimos de reposición de suministro, gestión de activos)

La automatización de la red de distribución abre la posibilidad a nuevos desarrollos para optimizar dicha capacidad tecnológica: nuevos algoritmos de localización de fallas y reposición del suministro de energía, algoritmos de reconfiguración automática y operación óptima de la red a través de mejoras en la gestión de los activos disponibles, etc. Por lo tanto, una acción recomendable y aplicable de forma continua es la generación de nuevo conocimiento relacionado con la automatización de la red. Esta acción, además de generar nuevo conocimiento, permite la formación de personal altamente cualificado que se puede incorporar a las empresas del sector.

Proyectos Piloto de sistemas avanzados de localización de fallas

En línea con los programas de I+D para la generación de nuevo conocimiento, resulta conveniente la implementación y el desarrollo de nuevos proyectos piloto para demostrar, a escala reducida, la viabilidad de dichos sistemas y permitir la evaluación de las mejoras alcanzadas, como paso previo a un despliegue en la red. Más concretamente en la primera fase resulta recomendable la realización de proyectos de demostración relativos a sistemas avanzados de localización de fallas.

Formación capital humano en el uso y control de los equipos de localizadores de fallas

En línea con las acciones anteriores, será necesaria la formación del personal encargado de la operación de los elementos telecontrolados, incorporando la aportación de los métodos de localización de falla a implementar.

Instalación y operación de sistemas avanzados de localización de fallas

En la fase II resulta necesaria la instalación de sistemas de localización de fallas para integrarlos en los procedimientos de reposición de suministro, considerando el telemando incorporado en la fase anterior.

El conocimiento generado gracias a los programas de I+D, la experiencia adquirida en los proyectos piloto y la formación del personal encargado de operar estos sistemas permitirá su integración en la operación de la red.

Proyectos Piloto Self-Healing

En la fase II resulta recomendable implementar proyectos piloto con la aplicación de algoritmos Self-Healing para la verificación de su funcionamiento de forma previa a su implementación en una fase posterior.

Formación capital humano en el uso y control del Self-Healing

La implementación de Self-Healing supone cambios importantes en la operación de la red, por lo que será necesaria la formación de los OR y personal encargado de los equipos controladores de red.

Incorporación y operación de sistemas Self-Healing

En la fase de implementación más avanzada se contempla la incorporación de Self-Healing, es decir, la automatización total del proceso de reposición de suministro, haciendo uso de la posibilidad de telemando de elementos de maniobra y de los sistemas de localización de falla incorporados en fases anteriores.

Marco económico, nuevas actividades y mercados

Programas de apoyo a la inversión para los OR con baja capacidad de inversión

Pueden ser necesarias ayudas financieras para cubrir la inversión inicial en equipamiento de maniobra, telemando y localización de fallas para aquellas compañías que no tienen suficiente capacidad financiera. Como en el caso anterior, se recomienda que el gobierno actúe como garante de los créditos para facilitar que estos operadores de red consigan la financiación necesaria por parte de las entidades bancarias.

Revisión CREG 097/2008 para ajustar la retribución por mejora de red

De cara a fomentar el esfuerzo de las empresas para mejorar sus redes y equilibrar los costos al usuario final, es necesaria la revisión de la retribución recibida por la mejora de los índices de continuidad de suministro.

Desarrollar requisitos mínimos para continuidad de suministro

Dado que la progresiva incorporación de tecnologías RI permite mejorar la continuidad de suministro y que esta tendencia se encuentra alineada con los objetivos estratégicos de Colombia, se requiere la revisión de requisitos mínimos relacionados a la continuidad de suministro para hacerlos paulatinamente más restrictivos asegurando la mejora continua de este parámetro.

Especificaciones mínimas protocolos comunicación (IEC 60870-5-104, IEEE 1379-2000, IEC 62351-5)

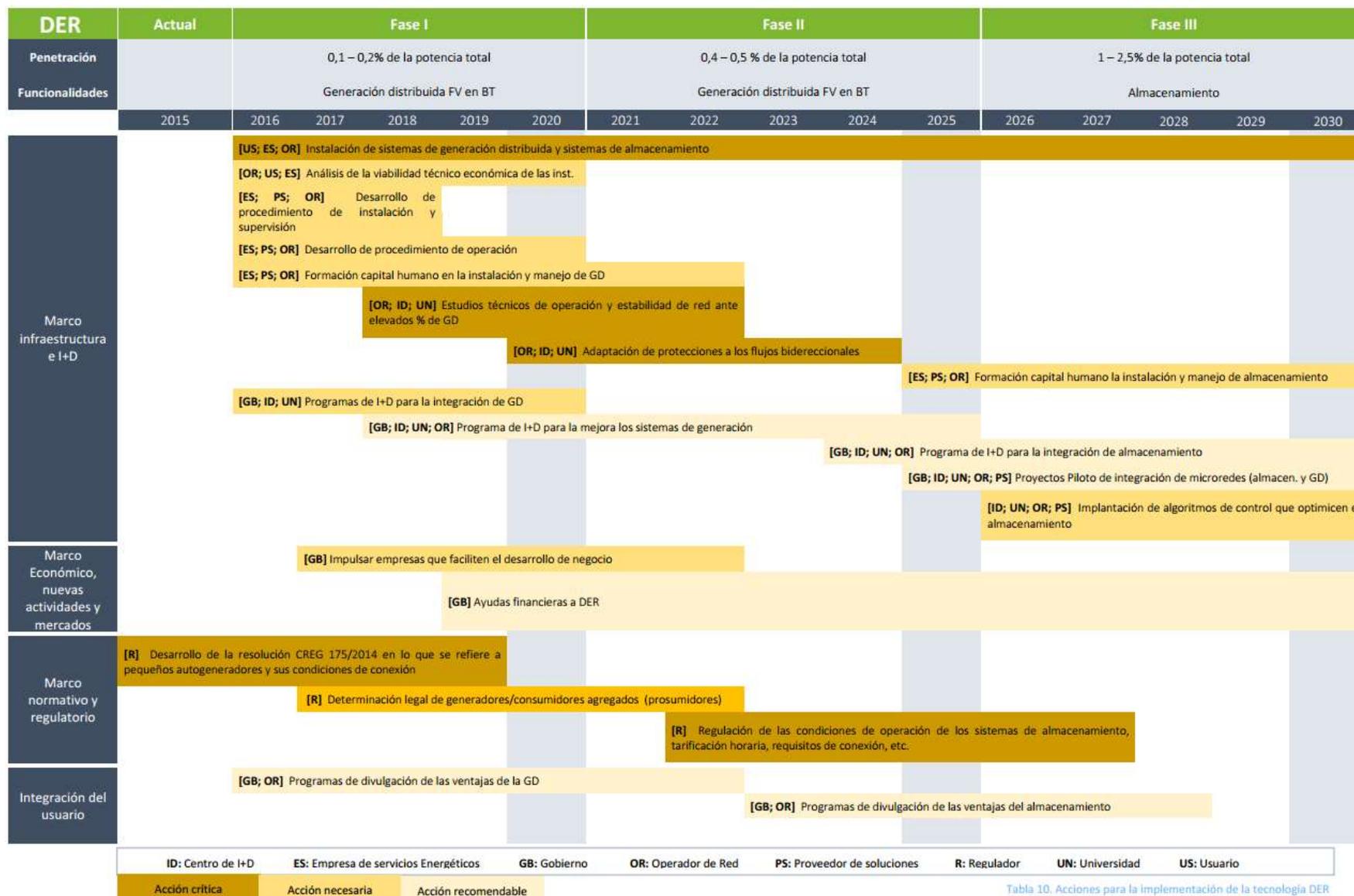
Es necesario definir las especificaciones de requisitos de comunicación, dado que se requiere dotar de comunicación a los elementos de automatización de red.

Garantizar interoperabilidad entre los distintos interruptores telecontrolados y los centros de control (definición de perfiles de interoperabilidad) y garantizar interoperabilidad Self-Healing

Estas dos acciones son críticas. Se requiere la adopción y adaptación de estándares que permitan la interoperabilidad entre los distintos elementos que componen el sistema ADA. Debe garantizarse la interoperabilidad entre los elementos de maniobra y sus controladores, así como con el centro de control sistemas Self-Healing. Asimismo, debe garantizarse la interoperabilidad con los elementos de monitorización, SCADAs, entre otros.

Descripción de las acciones DER

Figura 67. Acciones para la Implementación de la Tecnología DER



Fuente: Grupo Consultor CIRCE

Marco tecnología, infraestructura e I+D

Instalación de sistemas de generación distribuida y almacenamiento

Se debe realizar la instalación de los sistemas de generación distribuida y almacenamiento eléctrico siguiendo las recomendaciones especificadas en el apartado 7.6 (Descripción del Camino Crítico) de este documento.

Análisis de la viabilidad técnico económica de las instalaciones

Independientemente de que a escala de todo el país la implantación de sistemas energéticos distribuidos aporte beneficios, en cada instalación concreta es necesario llevar a cabo estudios técnico económicos que, en función del perfil de demanda y de las características del lugar de instalación, permitan evaluar la rentabilidad de la inversión.

Desarrollo de procedimientos de instalación y supervisión

Es necesario unificar los criterios de instalación y supervisión de los sistemas de generación distribuida para garantizar los niveles de calidad mínimos para su óptimo funcionamiento.

Desarrollo de procedimientos de operación

Debido a que los sistemas de generación distribuida van a interactuar con la red eléctrica, es necesario estandarizar la operación de los mismos para que todos los sistemas instalados colaboren a mantener los niveles de calidad exigidos al sistema eléctrico de Colombia.

Formación de capital humano en la instalación y manejo de GD

Dadas las expectativas de instalación de sistemas de generación fotovoltaica, es necesario fomentar la formación de los profesionales que lleven a cabo la instalación de los equipos y a los que se encarguen del manejo de los mismos para lograr el ajuste óptimo de sus parámetros.

Estudios técnicos de operación y estabilidad de red ante elevados % de GD

Conforme vaya aumentando la instalación de sistemas fotovoltaicos respecto a la potencia total instalada en una línea eléctrica es imprescindible realizar estudios técnicos de operación para fijar los requisitos técnicos requeridos para garantizar la estabilidad del SIN.

Adaptación de protecciones a los flujos bidireccionales

Cuando los niveles de penetración de generación distribuida sean altos hay posibilidad de que se invierta el sentido del flujo de la corriente. Para evitar el colapso del sistema se deben adaptar los sistemas de protección. Con altos valores de potencia de generación distribuida instalada se puede provocar que, en determinados momentos, la energía fluya en sentido inverso. Se considera por lo tanto una acción crítica la adaptación previa de las protecciones.

Formación capital humano en la instalación y manejo de almacenamiento

De forma similar a lo que sucede con los sistemas de generación, el almacenamiento es una nueva tecnología en la que es necesario fomentar la formación de los profesionales.

Programas de I+D para la integración de GD

La integración en red de los sistemas de generación distribuidos hace que el SIN se enfrente a nuevos retos debido a que es más fácil controlar un sistema compuesto por pocas centrales de mucha potencia que otro formado por muchas centrales de poca potencia. Por tanto es necesario desarrollar programas

de I+D enfocados a conseguir la correcta integración de los sistemas de generación distribuida en el SIN, asegurando la estabilidad y fiabilidad del mismo.

Programas de I+D para la mejora de los sistemas de generación

Debido a que son tecnologías nuevas, los sistemas de generación tienen margen de mejora tanto en su diseño, como en su fabricación y en su operación por lo que se recomienda fomentar su investigación y su adaptación a Colombia, lo que puede ayudar al desarrollo de tejido industrial nacional.

Programas de I+D para la integración de los sistemas de almacenamiento

De la misma manera que sucede con la generación distribuida, es recomendable incentivar la integración de los sistemas de almacenamiento en la red. Dichos sistemas de almacenamiento deben ayudar a mantener los requisitos de calidad exigidos a la red en los momentos en que los sistemas de generación distribuida no generan energía, así optimizar el uso de la generación distribuida en el aplanamiento de la curva de demanda.

Proyectos pilotos de integración de microredes (almacenamiento y GD)

La integración de sistemas de almacenamiento y de generación distribuida dentro de microredes permite que los usuarios maximicen su autosuministro de energía, evitando, de esta manera, el consumo de la red. Para demostrar su viabilidad se recomienda el desarrollo de proyectos piloto.

Implantación de algoritmos de control que optimicen el almacenamiento

Conforme vaya aumentando el porcentaje de penetración de los sistemas de almacenamiento, es necesario armonizar la operación de todos los sistemas que operen conectados al SIN para conseguir el máximo aplanamiento posible de la curva de demanda.

Marco económico, nuevas actividades y mercados

Impulsar empresas que faciliten el desarrollo de negocio

Impulsar la creación de empresas que oferten un servicio integrado al cliente (tramitación, instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones), eliminando las barreras de acceso al usuario. Aparte de las funciones mencionadas anteriormente, una de las misiones principales de estas empresas es asumir el riesgo financiero y hacer de interfaz frente a los bancos. Este tipo de empresas están jugando un papel clave en Europa para la implementación de acciones relacionadas con la eficiencia energética o, en Estados Unidos para la implantación de energía solar fotovoltaica en viviendas particulares.

Ayudas financieras a la instalación de sistemas de DER

Tanto las instalaciones fotovoltaicas como las de almacenamiento energético son capaces de proveer servicios complementarios al sistema eléctrico evitando inversiones en sistemas que realicen estas funciones. Se debe analizar qué tipo de servicio complementario pueden dar y el tipo de incentivo que deben recibir en función de los beneficios que aporten.

Marco normativo

Desarrollo de la resolución CREG 175/2014 en lo que se refiere a pequeños autogeneradores y sus condiciones de operación

Es necesario desarrollar requisitos legales para la conexión a la red de sistemas de generación, especialmente los relativos a la autogeneración y los contratos de respaldo exigidos a los pequeños generadores. Se considera que es una acción crítica contar con una legislación específica que regule el autoconsumo de generación fotovoltaica en baja tensión.

Determinación legal de generadores/consumidores (concepto de prosumidor)

Con la instalación de generación distribuida los usuarios consumidores pueden pasar a convertirse en generadores, por lo que se debe definir una nueva figura legal asociada al concepto de prosumidor (productor + consumidor). Otro concepto que debe ser contemplado en el nuevo escenario es el de usuarios agregados, en aquellos casos en los que los usuarios individuales se agrupen para conectarse a la red como parte de una instalación de mayor potencia. Es necesario desarrollar la legislación existente para incluir ambos conceptos.

Regulación de las condiciones de operación de los sistemas de almacenamiento, tarificación horaria, requisitos de conexión, etc.

Las condiciones de operación de los sistemas de almacenamiento se deben regular para clasificarlos según su contribución a la red, unos pueden encargarse de asegurar la continuidad del suministro y otros la calidad de onda. Para definir los controles de operación de los sistemas de almacenamiento, es crítico fijar una tarificación horaria de la que dependerán sus ciclos de carga y descarga.

Integración del usuario

Programas de divulgación de las ventajas de la GD

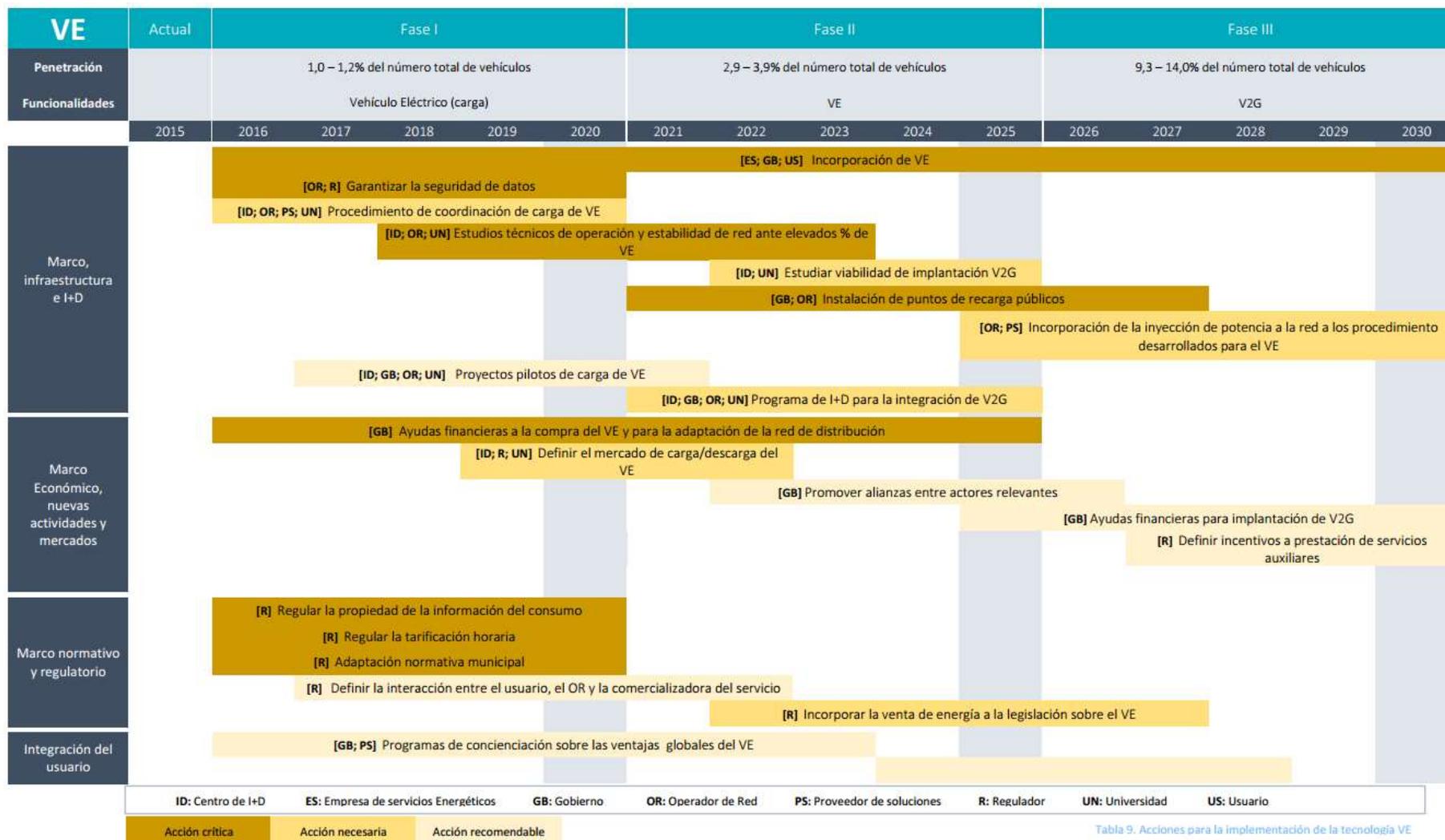
Desarrollar planes de información acerca de las ventajas que supone para el usuario la instalación de generación distribuida.

Programas de divulgación de las ventajas de los sistemas de almacenamiento

De la misma manera que con la generación distribuida, todos los beneficios que aportan los sistemas de almacenamiento deben ser transmitidos a la sociedad para que cuente con una opinión pública positiva y se favorezca su implantación en la red colombiana.

Descripción las acciones para VE

Figura 68. Acciones para la Implementación de la Tecnología VE



Fuente: CIRCE

Marco tecnológico, infraestructura e I+D

Incorporación del VE

Se debe incorporar el VE siguiendo las recomendaciones especificadas en el apartado 7.6 (Descripción del Camino Crítico) de este documento.

Garantizar la seguridad de datos

Es crítico garantizar la seguridad de los datos del usuario, tanto bancarios durante el pago de servicio, como relativos al consumo o personales. Esto debe asegurarse en los puntos de recarga, especialmente en los públicos, y en todo el proceso en el que se gestiona la información entre los distintos agentes: operador de red, comercializadoras de energía y gestores de carga.

Definición de procedimientos de coordinación de carga del VE

Para asegurar que la carga del VE no incremente el pico de demanda en las líneas de distribución es necesario definir, desde los primeros momentos de implantación de esta tecnología, procedimientos que aseguren que la carga se realiza de manera prioritaria en horas valle. Estos procedimientos también deben fijar las especificaciones de los equipos para garantizar la interoperabilidad entre los sistemas de carga y los vehículos eléctricos mediante la estandarización de los sistemas de conexión.

Estudios técnicos de operación y estabilidad de red ante elevados % de VE

Conforme vaya aumentando la integración del VE en el SIN es crítico realizar estudios de operación y estabilidad para prever los posibles problemas de saturación del sistema eléctrico. Se debe desarrollar un plan de implantación que minimice la afección al sistema eléctrico.

Estudiar la viabilidad de implantación del V2G

La implantación de la funcionalidad V2G para inyectar a la red eléctrica energía de las baterías instaladas en los VE añade nuevos retos al sistema eléctrico. Es necesario estudiar la viabilidad de esta funcionalidad, valorando las ventajas que aporta como un nuevo sistema de almacenamiento frente a las inversiones necesarias. Una inversión crítica es la adaptación del sistema de protecciones a los flujos bidireccionales que se van a producir en la red. Esta última acción está también motivada por la incorporación de generación distribuida y debe analizarse de manera conjunta donde confluyen ambas tecnologías.

Instalación de puntos de recarga públicos

Se prevé que durante la primera fase y parte de la segunda, los VE que se instalen corresponderán a sistemas de transporte masivo o a flotas de empresas que dispondrán de sistemas de recarga propios. A partir de la mitad de la segunda fase se prevé un gran aumento de VE particulares por lo que hará falta un plan de implantación de sistemas de carga públicos. Por ello, se deberá identificar los sistemas de carga óptimos, ubicarlos de forma óptima y armonizar los protocolos de carga para garantizar la interoperabilidad de todos los sistemas instalados. Estas tres acciones se consideran críticas.

Incorporación de la inyección de potencia a la red a los procedimientos desarrollados para el VE

Es necesario completar los procedimientos desarrollados para la incorporación del VE a la red con la nueva funcionalidad de inyección de potencia. Esto implica que se incrementa la complejidad del control que tendrá que gestionar tanto la carga y la descarga cumpliendo todos los requisitos impuestos por ambos procesos.

Proyectos pilotos de carga de VE

Se recomienda que el proceso de carga de los vehículos eléctricos en la red eléctrica y los ciclos de carga y descarga de sus baterías sean probados en proyectos pilotos que aporten información sobre el modo idóneo de operación antes de una implantación masiva.

Programas de I+D para la integración de V2G

Es necesario implantar programas de I+D para la integración de la funcionalidad V2G. Se debe estudiar la afección del V2G a la red, la variación del nivel de carga de la batería, así como analizar el tiempo óptimo para llevar a cabo la carga.

Se recomienda que los proyectos de I+D para la integración de V2G incluyan proyectos piloto que comprueben si los resultados obtenidos a nivel teórico son extrapolables a la explotación real, comprobando si puede dar respuesta a los principales problemas de la red.

Marco económico, nuevas actividades y mercados

Ayudas financieras a la compra del VE y para la adaptación de la red distribución

Se deben conceder ayudas financieras para la adquisición de vehículos eléctricos hasta que la economía de mercado permita reducir su costo. El análisis de experiencias internacionales muestra que los programas que mejor resultado están teniendo (Noruega o Dinamarca, por ejemplo) están basados en la disminución de impuestos por parte de las administraciones locales unido a incentivos de uso. Un ejemplo de esto último sería facilitar la utilización de estos vehículos sin las limitaciones que tienen impuestas los vehículos convencionales en algunas grandes ciudades. Las ayudas al operador de red deberían estar basadas en la mejora de red, siguiendo los esquemas actuales de apoyo a este tipo de inversión, y en la instalación de cargadores públicos, la cual tiene una doble vertiente: carga convencional y carga rápida. La instalación de cargadores convencionales no supone un problema. La instalación de cargadores rápidos es algo que, inicialmente, deben asumir las administraciones de las ciudades para favorecer la incorporación del VE. Los cargadores rápidos difícilmente van a ser rentables, sin embargo, la experiencia (Japón, Noruega, Dinamarca, etc.) muestra que es una parte fundamental de la solución a las barreras de los usuarios.

Definir el mercado de carga/descarga del VE

Es necesario definir el modelo de negocio de los sistemas de carga y descarga del VE, principalmente la gestión de la infraestructura para la carga rápida, dado su elevado costo.

Promover alianzas entre actores principales

Se recomienda fomentar alianzas y acuerdos entre los actores principales, gobiernos, sociedad civil, proveedores de infraestructuras, proveedores de vehículo para que desde la introducción del VE sea un proyecto compartido y consensado, donde participen todos aquellos agentes que, por su relación con el sector del VE y su tecnología, se conviertan en stakeholders del proyecto.

Definir incentivos a prestación de servicios complementarios

La funcionalidad V2G es capaz de proveer de servicios complementarios al sistema eléctrico evitando inversiones en sistemas que realicen estas funciones. Se debe analizar qué tipo de servicio complementario pueden dar y el tipo de incentivo que pueden recibir los sistemas V2G.

Marco normativo

Regular la propiedad de la información del consumo

Al regular los procesos de carga se genera un registro con toda la información relativa a los tiempos de uso, cantidad de energía adquirida y otros datos personales. Dicha información debe ser confidencial y se debe limitar el uso que se haga de ella por parte de los OR. Se considera una acción crítica.

Regular la tarificación horaria

Para incentivar que la carga del VE se lleve a cabo en las franjas horarias de menor consumo se deben definir distintos precios de la energía en función de la hora en la que sea demandada, con objeto de que la carga del VE se realice mayoritariamente en horas valle. Esta acción aparece también en la tecnología AMI y DER con objeto de adaptar el comportamiento del usuario y conseguir un aplanamiento de la curva de carga.

Adaptación de la normativa municipal

La estrategia municipal de introducción del VE requiere la adaptación de normativa, al menos, en tres campos: (i) creación o modificación de normativas fiscales que permitan, mediante incentivos económicos, el fomento del VE; (ii) creación de una normativa general reguladora del VE y; (iii) modificación de la normativa edificatoria municipal incluyendo los requerimientos necesarios para que las instalaciones eléctricas de los edificios cuenten con la capacidad suficiente como para poder instalarse en ellos punto de recarga. Adicionalmente, los municipios pueden fomentar el uso del VE mediante ventajas como el uso en vías y zonas de aparcamiento exclusivas para ellos y exenciones fiscales. La mayor parte de estas medidas se definen dentro de una estrategia municipal de introducción del VE en el modelo de movilidad local.

Definir la interacción entre el usuario, el OR y la comercializadora del servicio

Debido a que debe haber un flujo de información entre el usuario, el OR y la empresa comercializadora del servicio, se recomienda estandarizar los protocolos de comunicación para garantizar la interoperabilidad entre cualquier agente, independientemente del tipo de fabricante de los equipos.

Incorporar la venta de energía a la legislación del VE

Al implantar la funcionalidad V2G es necesario establecer la retribución aplicable a la energía suministrada por los vehículos eléctricos a la red. En función de factores como la disponibilidad, la rapidez de la respuesta o la cantidad de energía que puedan aportar, los usuarios deben obtener un beneficio económico.

Integración del usuario

Programas de concienciación sobre las ventajas globales del VE

Las principales ventajas del VE frente al de combustión interna deben ser transmitidas a la sociedad. Se recomienda que las ventajas económicas en cuanto a reducción de costos de mantenimiento y disminución de costos de consumo de electricidad como las ventajas medioambientales por la eliminación de emisiones de gases contaminantes sean los ejes en los que se basen las campañas de concienciación.

Programas de divulgación de las ventajas de V2G

Para promover su implantación, se recomienda que las ventajas que aporta la funcionalidad V2G sean divulgadas entre la sociedad. Tanto su beneficios económicos por aportar energía en los momentos de máximo costo, como su contribución a mejorar la calidad de la energía suministrada por el SIN son argumentos suficientes para fomentar la instalación de esta funcionalidad.

7.6 Descripción del Camino Crítico

AMI

El camino crítico que se debe seguir para la implantación de AMI pasa por la Instalación de la infraestructura de medida y gestión de datos y por la Instalación de equipos de gestión de cargas, soporte de comunicaciones y sistemas de procesamiento de información que sean necesarios. Es necesario que todos los equipos involucrados cuenten con sistemas de control capaces de comunicarse entre sí de forma que se garantice la interoperabilidad entre ellos.

Dentro del marco regulatorio es necesario Regular la propiedad de la información generada y fomentar el Desarrollo de la normativa de tarificación horaria que permita optimizar el aprovechamiento de las funciones de los CI. De manera simultánea al desarrollo de la normativa de la tarificación horaria, se debe llevar a cabo Campañas de comunicación de los beneficios de los CI y Campañas de implantación de la tarificación horaria.

ADA

El primer punto clave para la implantación de ADA es la Instalación de elementos de maniobra que permitan aislar tramos de red (seccionadores, interruptores) y de Comunicaciones para permitir el telemando de los elementos de maniobra. La instalación de estos equipos se debe llevar a cabo tras Estudios técnicos para identificar los puntos óptimos de automatización y Coordinar el despliegue con los SCADA de los OR. Tanto los equipos como los puntos de la red en los que se instalen se deben decidir en función de los Requisitos mínimos para continuidad de suministro. Debido a la fuerte inversión necesaria para llevar a cabo esta instalación es necesario desarrollar Programas de apoyo a la inversión para los OR con baja capacidad de inversión, para intentar que la mejora de la continuidad del suministro alcance al mayor número de usuarios posible.

DER

La implantación de la tecnología DER se debe basar en el Desarrollo de la resolución CREG 175/2014 en lo que se refiere a pequeños autogeneradores y sus condiciones de conexión. Siguiendo estas condiciones en cada caso es necesario el Análisis de la viabilidad técnico económica de las instalaciones. Cuando los niveles de penetración sean elevados, es crítico realizar Estudios técnicos de operación y estabilidad de red y la Adaptación de las protecciones a los flujos bidireccionales para evitar que se disminuya el nivel de calidad de la red actual. Previamente a la instalación de sistemas de almacenamiento se debe fijar la Regulación de sus condiciones de operación, la tarificación horaria y los requisitos de conexión a red.

VE

El camino crítico para la implantación del VE en Colombia conlleva Garantizar la seguridad de los datos del usuario en cuanto a cargas, Desarrollo de ayudas financieras a la compra del VE y para la adaptación de la red de distribución, Regular la propiedad de la información del consumo a nivel normativo, Regular la tarificación horaria y la Adaptación de la normativa municipal para fomentar el uso del VE frente al de combustión interna. Cuando el nivel de penetración del VE sea elevado es crítico planear Estudios técnicos de operación y estabilidad de la red y la Instalación de puntos de recarga públicos así como Definir el mercado de carga/ descarga del VE.

7.7 Seguimiento de Acciones y Resultados

Como en cualquier plan de despliegue resulta pertinente el diseño de un sistema de control de verificación de los objetivos propuestos para poder corregir, en su caso, posibles desviaciones y garantizar el aprovechamiento del potencial de las tecnologías RI propuestas y su efectividad. En este sentido, se presenta a continuación una hoja de seguimiento con la identificación de los agentes responsables de cada uno de los ámbitos de control. En principio, pueden definirse los siguientes ámbitos de actuación (sin perjuicio de que puedan redefinirse conforme a otros criterios con mayor precisión).

Recogida de información relevante

Para valorar el grado de cumplimiento de los objetivos de la estrategia de las RI es necesario la recogida periódica de información relevante sobre el funcionamiento del sistema eléctrico (control de fallas, problemas de conectividad, satisfacción de los usuarios, ahorros energéticos, emisiones). El plan de seguimiento debe centralizar en un organismo la recepción de toda la información con carácter periódico que sea relevante para poder calcular tanto los KPIs definidos en la metodología como la evolución de la mejora de los objetivos de Colombia según se ha desarrollado en el apartado 3.7 Impacto de las Funcionalidades de RI en los Objetivos de Colombia. En principio, el ente regulador es el que debe, mediante la institución dependiente determinada, realizar la labor de captura de información (vía solicitud a operadores, encuestas de satisfacción, uso de fuentes estadísticas no convencionales, como por ejemplo, de big data).

Monitorización del funcionamiento y de los costos efectivos de operación y mantenimiento de los dispositivos RI

Las empresas (operadores de red) deben reportar a las autoridades información acerca de los costos de operación y mantenimiento y los eventuales fallos del sistema, para poder evaluar bajo qué escenario de los descritos en el Análisis Costo-Beneficio (ACB) se encuentra el proyecto de implementación de RI.

Verificación anual/quinquenal de los resultados

Con la periodicidad establecida (se recomienda que sea anualmente, según el desempeño observado y los medios que se dispongan) deben verificarse los resultados proporcionados por los indicadores, bajo la tutela de una empresa externa y un organismo independiente.

Publicación de resultados

Para mejorar la transparencia y habilitar a la sociedad civil la evaluación de la política pública, se publicarán los resultados obtenidos.

Acciones de mejora

A las luces de los resultados y una vez detectadas las posibles necesidades de mejora de las RI en cada uno de los ejercicios de verificación, se diseñarán acciones de mejora (incentivos, apoyo financiero, etc.).

8. Conclusiones

- ❖ El presente Estudio analiza las tecnologías de Redes Inteligentes más convenientes para su instalación en el sistema de distribución del sistema eléctrico del SIN, como son la automatización de la red, la infraestructura de medición avanzada, la generación distribuida fotovoltaica y el vehículo eléctrico.
- ❖ Los resultados del presente estudio muestran que la implantación de las diferentes tecnologías de Redes Inteligentes estudiadas aportan suficientes beneficios para el país como para justificar el impulso global y coordinado de estas soluciones. En concreto, el despliegue de las Redes Inteligentes ayudaría a la consecución de los objetivos estratégicos de Colombia en materia de Energía; favoreciendo el acceso universal, la mejora de la seguridad y calidad de suministro, la competitividad del sistema eléctrico y su sostenibilidad ambiental. Además, la integración de tecnologías de Redes Inteligentes presenta claras sinergias con otras iniciativas del gobierno; tales como el compromiso de la reducción emisiones, la diversificación de la matriz energética, así como la mejora de la eficiencia energética.
- ❖ El escenario propuesto como resultado de este estudio fomenta la participación activa del usuario en el sistema energético, ayudando a generar conciencia de ahorro energético al aportar información más detallada de sus consumos.
- ❖ El despliegue de estas tecnologías de Redes Inteligentes ayudarían a reducir la inversión necesaria en infraestructura eléctrica de generación, transmisión y distribución para dar cobertura al aumento previsto de la demanda energética. Aportaría igualmente solución a la integración coordinada de las nuevas tecnologías en desarrollo, como es el vehículo eléctrico, la gestión de la generación con energías renovables no convencionales, la gestión activa de la demanda, entre otras, reduciendo el consumo de combustibles fósiles y la contaminación en las ciudades, favoreciendo la independencia energética y la diversificación de fuentes de generación.
- ❖ Se consigue fomentar la generación de conocimiento local y de capital humano especializado, posicionando a Colombia como referente regional en el desarrollo e implementación de tecnologías de las Redes Inteligentes.
- ❖ La visión de RI para Colombia 2030 y la propuesta de Hoja de Ruta presentadas incluyen una visión general desarrollada para Colombia a nivel país. Si bien, durante la ejecución del proyecto, se han observado iniciativas de varias empresas del sector que actualmente están desarrollando planes de despliegue de tecnologías de Redes Inteligentes por encima de los valores objetivos definidos e incluso en tiempos mucho menores que el plazo estimado.

9. Referencias

1. 62056, I. *Data exchange for meter reading, tariff and local control*.
2. 62056, I. (n.d.). *IEC 62056. Data exchange for meter reading, tariff and load control*.
3. Ameren Illinois Corp. (2012). *Advanced Metering Infrastructure (AMI) Cost/Benefit Analysis*. Illinois.
4. Ansari N., L. C. (2013). *Decentralized controls and communications for autonomous distribution networks in SG*. *IEEE T. on Smart Grid*, 66-77.
5. ANSI. (2008). *American National Standard for Utility Industry End Device Data Tables*.
6. ANSI. (2008). *Protocol specification for interfacing to data communication networks*.
7. ASOCODIS (SUI, Empresas).
8. ASOCODIS. (2014). *Evolución sectorial de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia 2010-2013*.
9. ASOCODIS. (2014). *Evolución sectorial de la distribución y comercialización de energía eléctrica en Colombia 2010-2013*.
10. Ausgrid. (2014). *Smart Grid, Smart City: Shaping Australia's Energy Future, executive report*. Banco Mundial. (2015). From <http://datos.bancomundial.org/indicador/EN.POP.DNST/countries/1W?display=default>
11. B. BUCHHOLZ, T. S. (2004). *ADVANCED PLANNING AND OPERATION OF DISPERSED GENERATION ENSURING POWER QUALITY, SECURITY AND EFFICIENCY IN DISTRIBUTION SYSTEMS*. C6-206 Sessions 2004 (pág. 8). Paris: Cigré.
12. B. C. Costa, B. L. (Noviembre de 2013). *Fraud Detection in Electric Power Distribution Networks Using an ANN-Based Knowledge-Discovery Process*. *International Journal of Artificial Intelligence & Applications*, pág. 6.
13. Banco Mundial, 2015 – Estadísticas
14. Banco Mundial. (2012). *Electric power transmission and distribution losses (% of output)*. http://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.LOSS.ZS?order=wbapi_data_value_2012%20wbapi_data_value%20wbapi_data_value-last&sort=asc
15. BID. (2014). *Beneficios para la sociedad de la adopción de fuentes renovables de energía en América Latina y el Caribe*.
16. Bohli, J. (2010). *A privacy model for smart metering*. *IEEE International Conference on Communications (ICC) SG*.
17. C. Muniz, K. F. (2009). *Irregularity detection on low tension electric installations by neural network ensembles*. *Proc. IEEE International Joint Conference on Neural Networks*, (pág. 6).
18. Cárdenas, D. M. (2012). *Evaluating electricity theft detectors in smart grid networks*. En *Research in Attacks, Intrusions, and Defenses* (pág. 19). Springer.
19. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. (2014). *CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group*.
20. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. (2014). *SGCG/M490/G_Smart Grid Set of Standards version 3.1*. Bruselas.
21. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Working Group Reference Architecture. (2012). *Reference Architecture for the Smart Grid' (SGCG/M490/C_Smart Grid Reference Architecture)*. Bruselas.
22. CEN-CENELEX-ETSI Smart Grid Working Group . (2012). *Reference Architecture for the SmartGrid*. CEN-CENELEC.
23. CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group. (2012). *Smart Grid Reference Architecture*.
24. Censo DANE. (2005).
25. CIGRÉ Task Force C6.04.02. (s.f.). *Task Force C6.04.02*.
26. CIRCE. (2014). *D.6.1 - Identification of the scenarios and distributed intelligence*.
27. CODENSA. *Informe de gestión*.
28. Colombia Inteligente. (2013). *Ejes estratégicos y temáticos*. Obtenido de <http://www.colombiainteligente.org/QuienesSomos/Pages/Estrategia.aspx>
29. Colombia Inteligente. (2014). *Encuesta Recolección de Información Proyectos Redes Inteligentes en Colombia*. From <http://www.colombiainteligente.org/Pages/default.aspx>
30. CREG. (2014). *Circular 036 de 2014. Rescatado de* <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/52188526a7290f8505256eee0072eba7/c55a6288b2a5fd1a05257cfb0054ae53?>
31. CREG. (2004). *Metodología para el cálculo de indicadores de calidad para la continuidad en la prestación del servicio de energía eléctrica en el sistema de transmisión regional y/o distribución local*. CREG. *Resolución sobre potencia reactiva*.
32. *Datos SIUST. Cálculos CRC, con base en datos SIUST - Colombia TIC*.
33. *Electric Power Research Institut-EPRI, (2015) Recuperado de: <http://smartgrid.epri.com/>*
34. ENDESA. (2007). *Eficiencia Energética en Redes Eléctricas, desde la perspectiva de las empresas distribuidoras*.

-
35. ENERGINET.DK (2015) Recuperado de: <http://www.energinet.dk/EN/KLIMA-OG-MILJOE/Miljoerapportering/Elproduktion-i-Danmark/Sider/Elproduktion-i-Danmark.aspx>
 36. EPSA. (2014). *Desarrollo y Estrategias SmartGrids: Caso Colombia (SIPER)*.
 37. EtherCAT Tecnology Group. (5 de 5 de 2015). *Technical Introduction and Overview*. From <http://www.ethercat.org/en/technology.html>
 38. European Environment Agency. (n.d.). www.eea.europa.eu.
 39. E. W. S. dos Angelos, O. R. (2011). *Detection and identification of abnormalities in customer consumptions in power distribution systems*. En *IEEE Transactions on Power Delivery* (pág. 6).
 40. Federal Energy Regulatory Commission. (2009). *A National Assessment of Demand Response Potential*.
 41. Foro Económico Mundial. *Foro Económico Mundial (2011-2014)*.
 42. Gobierno Colombia. (5 de 5 de 2015). *Cuadro Nacional de Atribución de Bandas de Frecuencias*. From <http://www.ane.gov.co/cnabf/index.php/cenabf-grafico>
 43. GRID+. (2014). *Map of Smart grids initiatives: international outreach*.
 44. GRIDWISE Alliance. (2014). *The Future of the Grid, Evolving to Meet America's Needs*.
 45. GTM. (2013). *Trends in Utility Smart Grid Communications Mangement*. GTM Research.
 46. ICEE-UPME. (2012).
 47. H.-P. Berg, N. F. (2011). *RELIABILITY OF MAIN TRANSFORMERS*.
 48. Hart. (1992). *Nonintrusive appliance load monitoring*. Proc. IEEE.
 49. Hireen N.Zala, A. (2014). *A Novel Approach to Design Time Of Use Tariff using Load Profiling and Decomposition*. *IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, (pág. 6).
 50. ICONTEC. (2014). *NTC 6079 Requirimientos para sistemas de infraestructura de medición avanzada (AMI) en redes de distribución de energía eléctrica*.
 51. IDAE. (2005-2010). *Plan de Energías Renovables de España*. [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.\(modificacionpag_63\)_Copia_2_301254a0.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PER_2005-2010_8_de_gosto-2005_Completo.(modificacionpag_63)_Copia_2_301254a0.pdf)
 52. IEC. (2009). *Application integration at electric utilities- System interfaces for distribution management - Part 0.375 Interfaces for meter reading and control*.
 53. IEC 60076-7. *Transformadores de potencia. Parte 7: Guía de carga para transformadores de potencia sumergidos en aceites*. (2010).
 54. IEC. IEC 62056. *Data exchange for meter reading, tariff and load control*.
 55. IEEE. (2006). *IEEE Standard for Synchrophasors for Power Systems*.
 56. *Informe Smartcity Mmálaga (2012) —Un modelo de gestión energética sostenible para las ciudades del futuro*
 57. International Energy Agency. (2011). *Technology Roadmap Smart Grids*.
 58. International Energy Agency. (2014). *World Energy Outlook 2014*.
 59. International Smart Grid Action Network. (2014). *Smart grid drivers and technologies by country, economies and continent*.
 60. IPSE, OR, DANE. (2013). *Cálculos Grupo Cobertura UPME*.
 61. J. E. Cabral, J. O. (2008). *Fraud Detection in High Voltage Electricity Consumers Using Data Mining*. *Proceedings of the Transmission and Distribution*, (pág. 5).
 62. J. Nagi, K. S. (2010). *Nontechnical Loss Detection for Metered Customers in Power Utility Using Support Vector Machines*. *Proceedings of IEEE Transactions on Power Delivery*, (pág. 9).
 63. J. Nagi, K. S. (2011). *Improving SVM-based nontechnical loss detection in power utility using the fuzzy inference system*. En *IEEE Transactions on Power Delivery* (pág. 2).
 64. J. Nagi, K. Y. (2008). *Detection of abnormalities and electricity theft using genetic support vector machines*. Proc. TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference, (pág. 6).
 65. Jacobs. (2010). *Privacy-friendly energy-metering via homomorphic*. 6th Workshop on Security and Trust Management.
 66. Jinshanmen Electrical Co. (s.f.). *Alibaba.com*. Recuperado el 28 de 05 de 2015, de http://www.alibaba.com/product-detail/11kv-33-KV-12500-KVA-Oil_874127070.html
 67. *Jornadas técnicas de ISA 2012. Sistema inteligente de supervisión y control avanzado de tiempo real - Proyecto iSAAC*.
 68. JRC. (2011). *Smart Grid Project in Europe – Lessons learned and current developments*.
 69. Juan Pablo Hernández, A. A. (2014). *Avance de Colombia en la Sociedad de la Información*. Bogotá: Comisión de Regulación de Comunicaciones.
 70. Juan W, C. F. (2011). *Design of WAMS based multiple HVDC damping control system*. *IEEE T. on Smart Grids*, 363-374.
 71. Kalogridis. (2010). *Smart grid privacy via anonymization*. *First IEEE Smart Grid Communications*.

-
72. Kalogridis, G. (2010). *Privacy for smart meters: Towards undetectable appliance load signatures*. First IEEE International Conference on Smart Grid Communications.
 73. KERAUNOS. (2013). *Identificación y análisis de los niveles de calidad del servicio alcanzables en las redes de distribución de energía eléctrica del SIN*.
 74. Kim, Y. (2011). *Cooperative state estimation*. 2nd IEEE.
 75. Lam, H. (2007). *A novel method to construct taxonomy*. IEEE Trans. Consum.
 76. Ley 1715 de 2014, Congreso de Colombia. (13 de Mayo de 2014). "Integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional." Ley 1715 del 13 de mayo. (2014).
 77. Liu J., a. o. (2012). *Cyber security and privacy issues in smart grids*. IEEE Communication Surveys, 981-997.
 78. Lo C.H., A. N. (2013). *CONSUMER: a novel hybrid intrusion detection system for distribution networks in smart grids*. IEEE T. on emerging topics in computer, 33-44.
 79. M. A. Khan, N. J. (2014). *Peak Load Scheduling in Smart Grid Communication Environment*. IEEE 28th International Conference on Advanced Information Networking and Applications, (pág. 8).
 80. Mercados Energéticos Consultores. (2015). *Prestación de servicios para determinar los niveles de calidad exigibles en las redes del SIN*.
 81. MINAMBIENTE. (2015). <https://www.minambiente.gov.co/index.php/component/content/article?id=1913:colombia-se-compromete-a-reducir-el-20-de-sus-emisiones-de-gases-de-efecto-invernadero-para-el-ano-2030>.
 82. Ministerio de Minas y Energía. (2014). DECRETO 2469
 83. Ministerio de Minas y Energía. (2014). *Temas avanzados en ciencias ambientales*. From http://temasavanzadoscienciasambientales.bligoo.com.co/media/users/10/523605/files/52284/COLOMBIA_potenciales_energeticos.pdf
 84. MinMinas, UPME. (2015). Recuperado de: <https://www.minminas.gov.co/web/10180/1332?idNoticia=10874556#90780731>.
 85. MINTIC. (2014). *Boletín trimestrial de las TIC*.
 86. MultiSpeak. <http://www.multispeak.org/Pages/default.aspx>.
 87. Mural Kuzlu, M. P. (2014). *Communications network requirements for major smart grid applications in HAN, NAN and WAN*. Computer Networks, 74-88.
 88. NIST. (2010). *Guidelines for smart grid cyber security; VOL 1. Smart grid cyber security strategy, architecture and high-level requirements*.
 89. NIST. (2012). *Guidelines for Smart Grid Cyber Security*. NIST.
 90. NIST. (2014). *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 3.0*.
 91. OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre políticas y regulación de telecomunicaciones en Colombia*. París: OECD Publishing.
 92. OCDE. (2014). *Estudio de la OCDE sobre políticas y regulación de telecomunicaciones en Colombia*. París: OECD Publishing.
 - OCDE. (2013a). *Perspectivas económicas de América Latina 83.875 Políticas de pymes para el cambio estructural*. París: OECD Publishing.
 93. OECD. (2013b). *Communications Outlook 2013*. París: OECD Publishing.
 94. Prudenzi, A. (2002). *A neuron nets based procedure for identifying domestic*. IEEE Power Engineering Society Winter Meeting.
 95. Red Eléctrica de España. (15 de Abril de 2015). *Red Eléctrica de España - Seguimiento de la demanda de energía eléctrica*. Obtenido de <https://demanda.ree.es/demanda.html>
 96. REE. (2015)
 97. Resolución CREG 11 (2010). Resolución CREG 11 de 2010
 98. Resolución CREG 39 (2001). Resolución CREG 39 de 2001
 99. Resolución CREG 97 (2008). Resolución CREG 97
 100. Resolución CREG 119 (2007). Resolución CREG 119 de 2007
 101. Resolución CREG 148 (2011). Resolución CREG 148 de 2011
 102. Rong Jiang, R. L. (2014). *Energy-Theft Detection Issues for Advanced Metering Infrastructure in Smart Grid*. TSINGHUA SCIENCE AND TECHNOLOGY, 16.
 103. S. Depuru, L. W. (2011). *Support vector machine based data classification for detection of electricity theft*. Proc. 2011 IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition, (pág. 8).
 104. S. Depuru, L. W. (2012). *Enhanced encoding technique for identifying abnormal energy usage pattern*. IEEE North American Power Symposium, (pág. 6).
 105. S. Depuru, L. W. (2013). *High performance computing for detection of electricity theft*. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, pág. 9.

-
106. S. Salinas, M. L. (2012). *Privacy-preserving energy theft detection in smart grids*. Proc. 9th Annual IEEE Communications Society Conference on Sensor, Mesh and Ad Hoc Communications and Networks, (pág. 8).
 107. S. Salinas, M. L. (2013). *Privacy-preserving energy theft detection in smart grids: A P2P computing approach*. IEEE Journal on Selected Areas in Communications, pág. 10.
 108. Sankar, L. (2011). *Competitive privacy*. 2nd IEEE.
 109. SET Plan EEGI. (2015). *Projects with EEGI Label*.
 110. Sistema Único de Información, SUI. (s.f.)
 111. SM-CG (2012 - 2013)TR 50572. (s.f.). *Arquitectura de referencia funcional para las comunicaciones en los sistemas de medición inteligente*.
 112. Stallman. (2010). *Is digital inclusion a good thing? How can we make sure*. IEEE Commun. Magazine.
 113. Taylor C., E. D. (2005). *WCAS wide area stability and voltage control systems: R&D and online demonstration*. Proc. IEEE, 892-906.
 114. Taysi, Z. (2010). *TinyEARS: Spying on house*. ACM BuildSys .
 115. Terzija, V. (2011). *Wide-area monitoring, protection and control of future electric power networks*. Proc IEEE, 80-93.
 116. *The Global Smart Grid Federation*. (2012). *Global Smart Grid Federation Report*.
 117. U.S. Department of Energy. (2012). *Operations and Maintenance Savings from Advanced Metering Infrastructure - Initial Results*.
 118. U.S. Department of Energy. (2014). *2014 Smart Grid System Report*.
 119. U.S. Energy Information Administration. (2015) *Independent Statistics & Analysis*. Recuperado de: <http://www.eia.gov/cfapps/ipdbproject/iedindex3.cfm?tid=2&pid=2&aid=12&cid=regions&sid=1980&eid=2012&unit=BKWH>
 120. UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR BUREAU OF RECLAMATION. (Abril de 1991). *UNITED STATES BUREAU OF RECLAMATION*. Recuperado el 29 de Junio de 2015, de http://www.usbr.gov/power/data/fist/fist1_5/vol1-5.pdf
 121. Universidad del Valle. (2015). *Convenio de asociación CV-010 suscrito entre la Unidad de Planeación Minero Energética, la Universidad del Valle, Empresas Municipales de Cali (EMCALI) y Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P (EPSA)*.
 122. UPME. (2006). *Atlas de radiación solar en Colombia*.
 123. UPME. (2011). *Plan de Acción Indicativo 2010-2015 PROURE*.
 124. UPME. (2014). *Informe mensual de variables de generación y del mercado eléctrico colombiano*.
 125. UPME. (2014). *Informe preliminar cobertura de energía eléctrica a 2013 Versión 22-10-2014*.
 126. UPME. (2015). *Integración de Energías Renovables*.
 127. UPME. (2010). *Plan de expansión de referencia 2010-2024*.
 128. UPME. (2013). *Plan de expansión de referencia generación-transmisión 2013-2027*.
 129. UPME. (2014). *Plan de expansión de referencia generación---transmisión 2014-2028*.
 130. UPME. (2015). *Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050*.
 131. UPME. (2014). *Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica 2013-2017*.
 132. UPME. (2015). *Sistema de Informació Eléctrico Colombiano - UPME*. From [http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneración%2fCapacidad+Efectiva+de+Generación+\(SIN\)](http://www.upme.gov.co/Reports/Default.aspx?ReportPath=%2fSIEL+UPME%2fGeneración%2fCapacidad+Efectiva+de+Generación+(SIN)).
 133. UPME. (2013). *Sistema de Transmisión Eléctrico Colombiano*. From http://www.upme.gov.co/Memorias%20Convocatoria%20Redes%20de%20Alto%20Voltaje/UPME_Alberto_Rodriguez.pdf
 134. UPME, IDEAM. (2006). *Atlas del viento y energía eólica en Colombia*.
 135. UPME, PIEC.
 136. Ward Jewell. (2012). *Communication Requirements and Integration Options of Smart Grid Deployment*. Kansas: Power Systems Engineering Research Center.
 137. Vitaly Ford, A. S. (2014). *Smart Grid Energy Fraud Detection Using Artificial Neural Networks*. (pág. 6). Cookeville, TN, USA: IEEE.
 138. XM Expertos en Mercados. (2013). *Informe anual 2013* From <http://informesanuales.xm.com.co/2013/SitePages/operacion/Default.aspx>.
 139. XM Expertos en Mercados. (2014). *Informe anual 2014* From <http://informesanuales.xm.com.co/2014/SitePages/operacion/Default.aspx>
 140. Yueqing changnan electrical factory. (s.f.). *Alibaba.com*. Recuperado el 28 de 05 de 2015, de http://www.alibaba.com/product-detail/three-phase-oil-immersed-electrical-1000kva_946505071.html