

# Reporte Final del Proyecto

*Apoyo al despliegue de tecnologías de redes inteligentes en Colombia*

Diciembre, 2020

# Contenido

Resumen Ejecutivo .....	9
Lista de siglas y acrónimos .....	11
1 Objetivo general .....	14
1.1 Objetivo específico .....	14
2 Introducción .....	15
2.1 Introducción conceptual.....	15
2.2 Introducción metodológica .....	18
3 Beneficios sistémicos de Redes Inteligentes para descarbonizar el sistema eléctrico Colombiano.....	20
3.1 Beneficio de la flexibilidad de Redes Inteligentes .....	20
3.2 Beneficios adicionales .....	38
3.3 Cálculo de la relación beneficio - costo para el escenario de 100% de descarbonización al 2040. ....	45
3.4 Resumen de resultados .....	51
4 Recomendaciones de tecnologías y conocimiento, y sugerencias regulatorias para alcanzar los beneficios de las redes inteligentes.....	54
4.1 Dimensión tecnológica .....	54
4.2 Dimensión de políticas y regulación .....	70
4.3 Dimensión de capacidades humanas.....	93
5 Conclusiones del Proyecto.....	104
6 Referencias.....	107
Anexo A - Capacidades para la integración de tecnologías de Redes Inteligentes” .....	109
Anexo B - Supuestos y datos entrada Modelo.....	120
Anexo C – Estudios de beneficios de redes inteligentes analizados .....	122
Misión de Transformación Energética del MME .....	122

Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer el agente que debe desarrollar la implementación de la infraestructura de medición avanzada.....	124
Smart Grids Colombia: Visión 2030 .....	125

## Índice de Figuras

Figura 2-1. Antecedentes que motivan el estudio del valor de la Flexibilidad. Elaboración propia.....	15
Figura 2-2. Actores clave para el desarrollo de las redes inteligentes a lo largo de toda la cadena de valor. Elaboración propia. ....	17
Figura 2-3. Talleres técnicos regionales y principales participantes .....	18
Figura 2-4. Alcances del proyecto de manera general.....	19
Figura 3-1. Beneficios de la flexibilidad de las redes inteligentes. ....	20
Figura 3-2. Estructura del modelo WeSIM utilizado .....	22
Figura 3-3. Tecnologías analizadas: Aquellas que brindan flexibilidad desde la demanda.....	22
Figura 3-4. Escenarios utilizados en el modelo WeSIM .....	23
Figura 3-5. Emisiones de carbono en distintos escenarios. Elaboración propia. ....	24
Figura 3-6. Emisiones – Detalle año seco. Elaboración propia.....	25
Figura 3-7. Capacidad instalada en escenarios BAU 2030, 2040 y 2050. Elaboración propia.....	26
Figura 3-8. Beneficios monetarios de la flexibilidad. Elaboración propia. ....	27
Figura 3-9. Beneficio neto en todos los años de desarrollo del sistema al 2030. Elaboración propia.....	28
Figura 3-10. Beneficio neto, diferencia de costos entre año seco y año normal. Elaboración propia.....	29
Figura 3-11. Beneficio neto, diferencia de costos entre DSR y almacenamiento. Elaboración propia.....	29
Figura 3-12. Distribución de la demanda máxima diaria a nivel nacional durante 2030 en escenarios de referencia y con Redes Inteligentes. Elaboración propia. ....	31
Figura 3-13. Distribución de la tasa de rampa absoluta máxima diaria a nivel nacional en escenarios de referencia y totalmente inteligentes en 2030. Elaboración propia.....	31

Figura 3-14. Demanda media diaria en 2030 (demanda total). Elaboración propia. ....	32
Figura 3-15. Demanda media diaria de vehículos eléctricos en 2030. Elaboración propia. ....	32
Figura 3-16. Demanda media diaria excluyendo vehículos eléctricos en 2030. Elaboración propia. ....	33
Figura 3-17. Distribución de la demanda máxima diaria a nivel nacional a lo largo de 2040 en los escenarios BAU y con Redes Inteligentes. Elaboración propia. ....	34
Figura 3-18. Distribución de la tasa de rampa absoluta máxima diaria a nivel nacional en escenarios de referencia y totalmente inteligentes en 2040. Elaboración propia. ....	34
Figura 3-19. Demanda media diaria en 2040 (demanda total). Elaboración propia. ....	35
Figura 3-20. Demanda media diaria excluyendo vehículos eléctricos en 2040. Elaboración propia. ....	35
Figura 3-21. Demanda media diaria de vehículos eléctricos en 2040. Elaboración propia. ....	36
Figura 3-22. Distribución del cambio en la demanda máxima diaria excluyendo vehículos eléctricos durante el año en cada región. Elaboración propia. ....	36
Figura 3-23. Beneficios de las redes inteligentes. Basado en (Roark, Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits, 2015) .....	39
Figura 3-24. Índice de pérdidas totales por operador de red. Elaboración propia. Datos de informes de gestión de los operadores de red. Elaboración propia. ....	40
Figura 3-25. Pérdidas de energía anuales por OR. Fuente: Elaboración propia. Datos de informes de gestión de los operadores de red y XM. Elaboración propia. ....	40
Figura 3-26. Porcentaje de reducción de pérdidas no técnicas con relación a valores de 2019 en un escenario de despliegue de redes inteligentes. Elaboración propia. ....	41
Figura 3-27. Distribución regional de los beneficios por reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica. Elaboración propia. ....	42

Figura 3-28. Indicador SAIDI por operador de red en horas por año. Elaboración propia. Datos: Informes de gestión OR, Superservicios.....	43
Figura 3-29. Valor estimado de energía no suministrada por OR. Elaboración propia. Datos: Informes de gestión OR, Superservicios.....	43
Figura 3-30. Distribución regional de los beneficios por mejora en la calidad del suministro (SAIDI). Elaboración propia.....	44
Figura 3-31. Distribución de ahorros en lectura por OR. Elaboración propia. Datos: Documento CREG 103 de 2020 .....	44
Figura 3-32. Distribución regional del beneficio por ahorros en el proceso de lectura. Elaboración propia. ....	45
Figura 3-33. Metodología para obtener el beneficio costo total, considerando los resultados de WeSIM y los beneficios adicionales. Elaboración propia. ....	46
Figura 3-34. Escenario de despliegue de AMI. Elaboración propia. ....	47
Figura 3-35. Escenario de despliegue de ADA. Elaboración propia.....	47
Figura 3-36. Escenario supuesto de variación del beneficio de flexibilidad. Elaboración propia.....	49
Figura 3-37. Distribución de beneficios para el horizonte 2021-2040. Elaboración propia.....	49
Figura 3-38. Evolución de los beneficios en el tiempo. Elaboración propia. ....	50
Figura 3-39. Evolución del VPN en el tiempo. Elaboración propia. ....	50
Figura 3-40. Ahorros regionales a nivel Dx por tecnologías de redes inteligentes. Elaboración propia. ....	52
<b>Figura 4-1. Tecnologías de Redes Inteligentes de los proyectos pilotos identificados. Elaboración propia.....</b>	<b>54</b>
Figura 4-2. Financiación de los proyectos piloto en redes inteligentes. Elaboración propia.....	55
Figura 4-3. Total de proyectos por tipo de agente. Elaboración propia.....	55
Figura 4-4. Clasificación de las barreras por región. Elaboración Propia. ....	56
<b>Figura 4-5. Estado del despliegue de AMI. Elaboración propia.....</b>	<b>57</b>
Figura 4-6. Desarrollo por fases tecnología AMI. Elaboración propia. ....	58
Figura 4-7. Despliegue de recursos energéticos distribuidos. Elaboración propia. ....	59

Figura 4-8. Tecnología DER desplegada. Elaboración propia. ....	59
Figura 4-9. Desarrollo por fases tecnología DER/DSR. Elaboración propia. ....	60
Figura 4-10. Desarrollo de funcionalidades por fases DER/ES. Elaboración propia. ....	61
Figura 4-11. Despliegue de cargadores de vehículos eléctricos (número de cargadores de vehículos eléctricos). Elaboración propia.....	62
Figura 4-12. Desarrollo por funcionalidades EV. Elaboración propia.....	63
Figura 4-13. Cantidad de reconectores telecontrolados. Elaboración propia. ....	64
Figura 4-14. Despliegue de emisión fasorial. Elaboración propia. ....	65
Figura 4-15. Desarrollo por funcionalidades ADA. Elaboración propia. ....	66
Figura 4-16. Tipos de infraestructura requerida para la integración de redes inteligentes. Elaboración propia. ....	67
Figura 4-17. Resultados capacidad TIC empresas eléctricas. Elaboración propia. ....	68
Figura 4-18. Capacidades de análisis de grandes volúmenes de información. Elaboración propia.....	69
Figura 4-19. Conceptos o acciones se deben efectuar para apoyar el despliegue de las tecnologías priorizadas. Elaboración propia.....	70
Figura 4-20. Objetivos de la AMI en Colombia. Adaptado de Resolución 40072 de 2018 de MinEnergía. ....	71
Figura 4-21. Funcionalidades básicas de AMI en Colombia. Elaboración propia. ....	72
Figura 4-22. Propuesta regulatoria de la CREG. Elaboración propia. ....	72
Figura 4-23. Experiencia internacional sobre método de recuperación de costos. Fuente: Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation .....	76
Figura 4-24. Beneficios asociados a tecnologías de comunicaciones de AMI. Elaboración propia.....	77
Figura 4-25. Consumo de energía per cápita (MWh/cápita). Fuente: IEA, 2017 .....	83
Figura 4-26. Áreas de Distribución – Decreto 388 de 2007 .....	85

Figura 4-27. Representatividad de los sectores consultados, según el tamaño de la muestra. Elaboración propia con información de la encuesta. ....	94
Figura 4-28. Despliegue de funcionalidades por tecnología a partir de las respuestas obtenidas en la encuesta. Elaboración propia. ....	95
Figura 4-29. Conocimiento identificado respecto a la regulación relacionada con tecnologías de redes inteligentes. Elaboración propia. ....	96
Figura 4-30. Identificación de capacidades para la integración de redes inteligentes. Elaboración propia. ....	96
Figura 4-31. ¿Qué tan preparadas están las empresas para la integración de las tecnologías de Redes Inteligentes? .....	97
Figura 4-32. A corto o mediano plazo ¿Tiene contemplado adelantar acciones (expedición de regulaciones, normas, reglamentos operativos) para la integración de Recursos Energéticos Distribuidos. Elaboración propia. ....	98
Figura 4-33. Competencias que actualmente se enseñan en la Academia, relacionadas con redes inteligentes. Elaboración propia. ....	98
Figura 4-34. Recursos necesarios para fomentar la capacitación en temas de redes inteligentes por parte de la Academia. Elaboración propia. ....	99
Figura 4-35. Proyectos piloto demostrativos por tecnología. Elaboración propia. ....	99
Figura 4-36. ¿Quién debería ser el receptor de las capacitaciones de redes inteligentes? Elaboración propia.....	101
Figura 4-37. Clasificación sobre los esquemas preferidos para recibir capacitación en temas de redes inteligentes. Elaboración propia.....	101
Figura 4-38. Esquema propuesto de capacitaciones. Elaboración propia.....	102

## Índice de Tablas

Tabla 2-1. Transformación del mercado eléctrico y la descarbonización costo efectiva del sistema a lo largo de toda la cadena de valor, debida a las redes inteligentes .....	16
Tabla 3-1. Beneficios de las redes inteligentes. Basado en (Roark, Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits, 2015) .....	21
Tabla 3-2 Tabla mostrando los departamentos incluidas en las 15 regiones....	23
Tabla 3-3. Reducción de emisiones y beneficio neto de flexibilidad.....	37
Tabla 3-4. Valores usados para las variables económicas usadas en el análisis beneficio/costo .....	46
Tabla 3-5. Costo promedio de ADA por circuito alimentador. Datos de: (US DEPARTMENT OF ENERGY, 2016) (CESI S.p.A, 2013) .....	48
Tabla 4-1. Experiencia internacional sobre propietarios e instaladores del medidor .....	75
Tabla 4-2. Servicios complementarios y agentes habilitados para prestarlo ....	89
Tabla 4-3. Desglose de respuestas recibidas a la encuesta.....	94
Tabla 4-4. Temáticas de capacitación por tipos de agente .....	100

# Resumen Ejecutivo

Este reporte es resultado de una estrecha colaboración entre la UPME, Carbon Trust, Imperial College London y la Universidad Nacional de Colombia con apoyo de UK PACT. El estudio hace una revisión de la literatura y exploración de la situación actual de las redes inteligentes en Colombia, cuantifica el beneficio sistémico que permite el despliegue de redes inteligentes y su valor para reducir las emisiones de gas de efecto invernadero (GEI) del sector eléctrico de manera costo efectiva y brinda recomendaciones de tecnologías y conocimiento, y sugerencias regulatorias para alcanzar los beneficios de las redes inteligentes.

**Colombia posen un compromiso claro en modernizar su sistema eléctrico, diversificar sus fuentes de energía y descarbonizarse.** El gobierno ha tenido una política a favor de la innovación y la modernización de las redes eléctricas. Ya otros reportes han contribuido a la narrativa de los beneficios de las redes inteligentes como por ejemplo Misión Transformación o Smart Grids Colombia. La alta dependencia de las hidroeléctricas en Colombia ha motivado a la diversificación de la matriz energética, como lo han hecho en los últimos años. Con el nuevo compromiso de reducir las emisiones de Colombia en un 51% sus emisiones de gases efecto invernadero para el año 2030, este reporte llega en un buen momento para valorizar diferentes herramientas que apoyarían a Colombia a alcanzar y superar sus metas propuestas.

**Colombia ha demostrado tener una ambición alta para descarbonizar su sector de transporte mediante la implementación de electromovilidad.** En el sector transporte, existen metas para aumentar la presencia de la electromovilidad en el transporte público como privado. El remplazo del transporte de combustión, requiere que la electricidad provenga de fuentes limpias, para que se pueda considerar como una forma de descarbonizar. Esta demanda de electromovilidad junto con el aumento en la demanda previsto en los próximos años producto del crecimiento demográfico y económico, significará para Colombia la necesidad de reforzar sus redes de transmisión, distribución, aumentar su parque de generación en el que se espera una alta presencia de energía renovable variable.

**Colombia se encuentra aún en fases tempranas de despliegue de medidores y redes inteligentes en el país,** se lograron identificar 60 Proyectos piloto de redes inteligentes. La mayoría son respecto a funcionalidad básicas de medición inteligente integradas con generación distribuida. En cuanto a proyectos de automatización de la red eléctrica, aun no se cuenta con soluciones avanzadas que impacten de manera considerable los indicadores de calidad del servicio. Por otro lado, existe una demostración tecnológica limitada a muy pequeña escala en los rubros de respuesta a la demanda y almacenamiento de energía. En efecto, se detectaron pocos pilotos en gestión de la demanda activa y almacenamiento de energía.

**En un sistema con una alta presencia de energía renovable variable, la flexibilidad será un bien preciado para optimizar el sistema eléctrico colombiano** que se traducen en menores costos de desarrollo y operación. La flexibilidad provista por las redes inteligentes, es un valor adicional a otros beneficios ya reconocidos de las redes inteligentes en Colombia, como por ejemplo la disminución de pérdidas. En 2030 el ahorro con las redes inteligentes se estima de 42 millones de dólares, en 2040, 726 millones de dólares, y en 2050, 428 millones de dólares. Los beneficios netos en 2030 son principales por ahorros en infraestructura de distribución, y en 2040 y 2050 los mayores beneficios resultan de los costos evitados en capacidad de generación instalada y de operación de generación. un escenario de descarbonización al 100% al 2040 del sistema eléctrico con redes inteligentes y energía renovable no convencional arroja un VPN de USD 4.800M al 2040.

**Se recomienda considerar estándares y protocolos para implementar la tecnología requerida para las redes inteligentes.** Para la infraestructura de comunicación e infraestructura computacional, se recomienda hacer un despliegue basado en estándares y protocolos para evitar inconvenientes como la obsolescencia prematura o generar puntos vulnerables en el sistema. Específicamente para el despliegue de infraestructura computacional, se recomienda adoptar estándares como el “Common Information Model” o similares que permitan un intercambio de información fluido entre las diferentes aplicaciones o funcionalidades.

**En el ámbito regulatorio, se recomienda reconsiderar incentivos, mantener la neutralidad ante las tecnologías de flexibilidad y facilitar el mercado para que puedan ser remuneradas las tecnologías que proveen flexibilidad.** Los resultados del modelo sugieren que existen diferencias entre regiones que pudieran comprometer la viabilidad de los proyectos de redes inteligentes. Por lo tanto, se recomienda hacer estudios de costo – beneficio a nivel regional, complementándolo con un estudio a nivel nacional para poder considerar los beneficios sistemáticos que las redes inteligentes proveen. Asimismo, existen otros beneficios que no se podrán cuantificar como la reducción de emisiones.

**Se requiere capacitar a los distintos agentes en Colombia para estar preparado para la llegada de redes inteligentes y al mismo tiempo poder mejor aprovechar las tecnologías.** Se identificó la habilidad de visualizar e interpretar datos y los temas relevantes en telecomunicación como conocimientos muy relevantes. Otras capacidades como la minería de datos, analítica de negocios, desarrollo de algoritmos y conocimiento de sistemas en la nube se identificaron como necesarias, y por lo tanto se recomienda prestar atención a que se vaya desarrollando esos conocimientos antes de que llegue la tecnología. Por lo tanto, se recomienda fomentar las alianzas entre universidades y empresas que permitan generar proyectos de investigación y alianzas para avanzar en la capacitación en temas de redes inteligentes por parte de la Academia.

Finalmente, como trabajo futuro luego de concluido este estudio, se recomienda validar la factibilidad técnica de flexibilización de la demanda según las características de los usuarios, y de posibilidades de integración de sistemas de baterías y de esquemas de respuestas de demanda por parte de estos; así como determinar y generar los mecanismos e incentivos adecuados para que las tecnologías de redes inteligentes se desplieguen en las redes y que los usuarios participen en la provisión de dicha flexibilidad.

# Lista de siglas y acrónimos

<b>ACH</b>	Antioquia-Choco;
<b>ADA</b>	Advanced Distribution Automation
<b>ADD</b>	Áreas de Distribución
<b>ADMS</b>	Advanced Distribution Management System
<b>AGC</b>	Control Automático de Generación
<b>AMI</b>	Advanced Metering Infrastructure
<b>AOM</b>	Administración, Operación y Mantenimiento
<b>ASIC</b>	Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales
<b>ATL</b>	Atlántico;
<b>BAU</b>	Business as Usual
<b>BC</b>	Beneficio Costo
<b>BCS</b>	Boyaca-Casanare;
<b>BECO</b>	Balance Energético-Colombiano
<b>BOG</b>	Bogotá
<b>BOL</b>	Bolivar;
<b>BTM – ES</b>	Behind the Meter Energy Storage
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure / Gasto en capital
<b>CAU</b>	Cauca;
<b>CEDENAR</b>	Centrales Eléctricas de Nariño
<b>CNO</b>	Consejo Nacional de Operación
<b>CQR</b>	Caldas, Quindío, Risaralda;
<b>CRC</b>	Comisión de Regulación de Comunicaciones
<b>CREG</b>	Comisión de Regulación de Energía y Gas
<b>CSU</b>	Córdoba-Sucre;
<b>CU</b>	Costo Unitario de Energía
<b>DDV</b>	Demanda Desconectable Voluntaria
<b>DER</b>	Recursos Energéticos Distribuidos
<b>DSR</b>	Demand Side Response
<b>EMEVASI</b>	Empresa de Energía del Valle de Sibundoy
<b>ENELAR</b>	Empresa de Energía de Arauca
<b>EPRI</b>	Electric Power Research Institute

<b>ERNC</b>	Energías Renovables No Convencionales
<b>ES</b>	Energy Storage
<b>EV</b>	Electric Vehicle / Vehículos eléctricos
<b>FERC</b>	Federal Energy Regulatory Comission
<b>FV</b>	Fotovoltaica
<b>GCM</b>	La Guajira, Cesar, Magdalena;
<b>GD</b>	Generación Distribuida
<b>GEI</b>	Gases de Efecto Invernadero
<b>GIDI</b>	Gestor Independiente de Datos e Información
<b>GW</b>	Gigavatios
<b>ICL</b>	Imperial College London
<b>KPI</b>	Key Performance Indicators / Indicadores relevantes de desempeño
<b>M USD</b>	Millones de dólares
<b>MGU</b>	Meta-Guaviare;
<b>MME</b>	Ministerio de Minas y Energía
<b>MTE</b>	Misión de Transformación Energética
<b>MW</b>	Megavatios
<b>NDC</b>	Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional
<b>NDS</b>	Norte de Santander;
<b>NPU</b>	Narina Putumayo;
<b>OCDE</b>	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
<b>OPEX</b>	Operational Expenditure / Gasto operativo
<b>OR</b>	Operadores de Red
<b>PLC</b>	Programmable Logic Controller
<b>RI</b>	Redes Inteligentes
<b>SAEB</b>	Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías
<b>SAIDI</b>	System Average Interruption Duration Index
<b>SAIFI</b>	System Average Interruption Frecuency Index
<b>SAR</b>	Santander-Arauca;
<b>SIN</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>STN</b>	Sistema de Transmisión Nacional
<b>STR</b>	Sistemas de Transmisión Regional
<b>SUI</b>	Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios
<b>THC</b>	Caquetá, Guila, Tolima;

<b>TIC</b>	Tecnologías de la Información y la Comunicación
<b>ToU</b>	Tarifas de tiempo de Uso
<b>TRM</b>	Tasa Representativa del Mercado
<b>TWh</b>	Teravatios por hora-año
<b>UK PACT</b>	UK - Partnering for Accelerated Climate Transitions
<b>UPME</b>	Unidad de Planeación Minero – Energética
<b>UTP</b>	Universidad Tecnológica de Pereira
<b>VAL</b>	Valle del Cauca
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto
<b>WACC</b>	Costo de Capital (Weighted Average Cost of Capital)
<b>WAMS</b>	Wide Area Management System
<b>WeSIM</b>	Whole Energy System Model

# 1 Objetivo general

## Antecedentes claves del proyecto

Primer estudio para Colombia que **cuantifica el beneficio monetario y emisiones evitadas de GEI** que aporta la flexibilidad de las redes inteligentes en el sistema eléctrico Colombiano

### 1.1 Objetivo específico

- Cuantificación del beneficio sistémico que permite el despliegue de redes inteligentes y su valor para reducir las emisiones de GEI del sector eléctrico de manera costo efectiva
- Recomendaciones de tecnologías y conocimiento, y sugerencias regulatorias para alcanzar los beneficios de las redes inteligentes.

## 2 Introducción

### 2.1 Introducción conceptual

El sistema eléctrico colombiano está en evolución. Esta transformación surge como resultado de la necesidad de contar con un sistema eléctrico cada vez más confiable, dado el gran número de procesos productivos que dependen de este energético y una preocupación en aumento sobre el impacto del ser humano en el planeta tierra y sus consecuencias hacia el futuro.

Colombia posee una hoja de ruta de redes inteligentes establecida en 2016, previo a la definición de metas nacionales de descarbonización del sistema eléctrico tal como lo indica la Figura 2-1.



Figura 2-1. Antecedentes que motivan el estudio del valor de la Flexibilidad. Elaboración propia.

El despliegue de redes inteligentes y sus tecnologías asociadas puede ser un facilitador fundamental para la descarbonización de los sistemas eléctricos. Para lograr una descarbonización costo efectiva y lograr las metas cumpliendo el trilema energético (descarbonizar el sistema - precios de energía asequibles - alto nivel de seguridad del suministro), es necesario conocer el valor sistémico para el contexto Colombiano de las tecnologías de redes inteligentes.

#### ¿Qué es una Red Inteligente?

No existe una definición clara y única de lo que es una red inteligente. Se han formulado varios conceptos, procedentes de diferentes ángulos, incluidos de marketing en torno a lo que es una red inteligente. En general se entiende que una red inteligente es una red eléctrica modernizada por medio de la incorporación de tecnologías y componentes ubicados a lo largo de toda la cadena de valor eléctrica, entre cualquier punto de generación y de consumo. Estas tecnologías vuelven la red eléctrica más flexible, interactiva y capaz de gestionarse, operarse y hasta reconfigurarse en tiempo real.

Una buena definición técnica es la del Electric Power Research Institute – EPRI, recogida en el reporte final de Smart Grid Colombia Visión 2030: “Una red inteligente es 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”

Las redes inteligentes permiten la transformación del mercado eléctrico y la descarbonización costo efectiva del sistema a lo largo de toda la cadena de valor

**Tabla 2-1. Transformación del mercado eléctrico y la descarbonización costo efectiva del sistema a lo largo de toda la cadena de valor, debida a las redes inteligentes**

Transformación del Mercado Eléctrico	Tecnologías de redes inteligentes
 <p>Número limitado de centrales generadoras</p> <p>Múltiples pequeños y medianos generadores</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Tecnologías de almacenamiento de energía</b> de gran escala que permiten proveer de flexibilidad la generación.</li> </ul>
 <p>Constituido de cables y líneas</p> <p>Complementado con almacenamiento y equipos de compensación local</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Equipos avanzados de transmisión</b> que permiten el control del voltaje, energía y potencia transmitida.</li> </ul>
 <p>Flujo de energía unidireccional</p> <p>Flujo de energía bidireccional</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Equipos avanzados de distribución</b> que permiten el control del voltaje y potencia, y la automatización de la configuración de la red.</li> <li>• <b>Recursos energéticos distribuidos</b> de generación y consumo realizados por una variedad de dispositivos pequeños conectados a la red de distribución</li> </ul>
 <p>Consumidor pasivo que solo consume y paga por su consumo</p> <p>Consumidor activo (prosumidor) que consume y abastece de energía y potencia</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Infraestructura de Medición Avanzada</b> que permite la lectura y tarificación horaria, ya sea en tiempo real o cada cierto tiempo.</li> <li>• <b>Sistemas de gestión y respuesta de demanda</b> por medio de agregadores de energía y potencia de fuentes de generación y consumo residenciales y/o comerciales heterogéneas.</li> </ul>
 <p>Mercado nacional y centralizado</p> <p>Múltiples mercados descentralizados y a distinto nivel (local, regional, nacional e internacional)</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• <b>Infraestructura TIC</b> (tecnologías de la información y la comunicación) compuesta por equipos y protocolos que permiten la comunicación entre los equipos, los medidores y los operadores de red o sistema para efecto del control de la operación del sistema eléctrico y de los mercados asociados en ambiente de suficiente ciberseguridad.</li> </ul>

**Fuente:** Adaptado de (Heinrich Boll Foundation, 2018)

Las tecnologías de redes inteligentes se pueden subdividir en habilitadores y aplicaciones. Los habilitadores son las tecnologías componente de la Infraestructura de Medición Avanzada (Advanced Metering Infrastructure – AMI) y de Sistemas de Gestión Avanzada de la Distribución (Advanced Distribution Management System - ADMS). Los AMI y ADMS habilitan el funcionamiento de aplicaciones de redes inteligente que proveen servicios a nivel de demanda y de red respectivamente. Los ADMS también son conocidos como ADA (Advanced Distribution Automation) cuando incluyen servicios de automatización de la configuración de la red.

Aplicaciones a nivel de demanda consideran los Sistemas de Respuesta a la Demanda (Demand Side Response – DSR), siendo esa demanda compuesta por el consumo de usuarios residenciales, comerciales o industriales y la demanda proveniente de la electrificación del transporte, y por consiguiente de la carga de los vehículos eléctricos (Electric Vehicle – EV), y el Almacenamiento de Energía (Energy Storage – ES), también conocido como BTM-ES (Behind the Meter Energy Storage), para diferenciarlo del almacenamiento de gran escala.

Los Recursos de Energía Distribuida (Distributed Energy Resource – DER) se pueden considerar tanto como aplicaciones de red y de demanda. Los DER incluyen las tecnologías de DSR, ES y la generación distribuida en general. Sin embargo, estas últimas no requieren necesariamente de redes inteligentes para su despliegue.

El futuro sistema eléctrico será mucho más complejo debido a la introducción de nuevos actores claves para el desarrollo de las redes inteligentes a lo largo de toda la cadena de valor.

La integración de tecnologías de la información y las comunicaciones con las nuevas y convencionales tecnologías de generación de energía permite optimizar la operación de un sistema eléctrico. Sin embargo, para poder obtener una eficiencia global que permita minimizar los costos y los impactos ambientales, aumentando la confiabilidad, la estabilidad, la calidad del servicio y la resiliencia del sistema se requiere tener la capacidad de coordinar absolutamente todos los actores que participan dentro del sector. Para llevar a cabo esta coordinación se requiere en primera medida definir una arquitectura bajo la cual todos los actores desarrollen sus actividades, facilitando el intercambio de información entre ellos, y definir los estándares y protocolos bajo los cuales se efectuará este intercambio de información, como se observa en la siguiente figura.

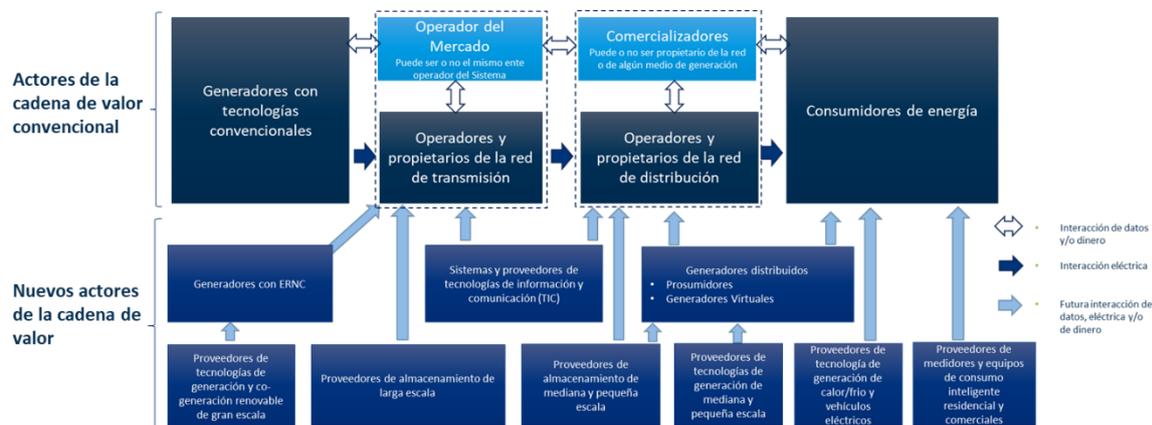


Figura 2-2. Actores clave para el desarrollo de las redes inteligentes a lo largo de toda la cadena de valor. Elaboración propia.

En Colombia, el proceso de contar con una red inteligente proviene desde el año 2016 en donde, a través de la “hoja de ruta visión 2030” definida por *Colombia Inteligente*, se plantearon objetivos en cuanto a: mejora de la seguridad y calidad del servicio, sostenibilidad ambiental, aumento de la competitividad del sector e impulso al progreso social.

Así mismo, se han venido definiendo por parte del gobierno central políticas que buscan facilitar la implementación de estas tecnologías, encontrando como una de las más importantes la Ley 1715 de 2014, en donde se busca promover la eficiencia energética y la gestión de la demanda, autorizando que los auto generadores puedan entregar su energía a la red e indicando que sus aportes deben ser reconocidos efectuando una medición bidireccional de los flujos de energía.

## 2.2 Introducción metodológica

El proyecto se desarrolló entre septiembre 2019 y diciembre 2020 y constó de tres etapas. En la primera etapa del proyecto se realizó una actualización del panorama de redes inteligentes en Colombia que cubrió las dimensiones tecnológicas, regulatoria y de políticas, y de conocimiento. Lo anterior tuvo por objeto identificar los pilotos desarrollados en el país, y el nivel de conocimiento de las metas de políticas y de conocimiento tecnológico entre los principales agentes del sistema eléctrico Colombiano. Para el levantamiento de dicho panorama se realizaron las siguientes actividades:

1. Revisión de literatura relevante en relación con el despliegue de redes inteligentes en Colombia luego de 2016.
2. Entrevistas con expertos y tomadores de decisiones en temas regulatorios y técnicos a nivel estratégico y comercial, con preguntas abiertas orientadas a identificar. 17 entrevistas semiestructuradas a tomadores de decisiones en el sector público y privado.
3. Talleres técnicos en diferentes regiones en Colombia (Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla) con más de 150 asistentes de diversos tipos de actores relevantes. Identificar los avances en el despliegue de proyectos piloto en redes inteligentes en el país e identificar una visión global de los agentes implementadores de proyectos respecto a barreras regulatorias y barreras tecnológicas que dificultan la implementación de una red inteligente.



Figura 2-3. Talleres técnicos regionales y principales participantes

En la segunda etapa se determinó el beneficio sistémico de las redes inteligentes para Colombia y los ahorros que estas pueden permitir frente a los objetivos de descarbonización del país. Para ello se utilizó el modelo Whole Energy System Model (WeSIM), modelo de optimización estocástica de planeación y operación desarrollado por el Imperial College London, usada en el Reino Unido, para

cuantificar el beneficio de flexibilidad que proveen las redes inteligentes. Esta etapa consistió primero en recolectar todos los datos de entradas necesarios para implementar un modelo del sistema eléctrico colombiano en WeSIM, antes de proceder a simular diferentes escenarios y casos de estudio acordados con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). Finalmente, como última actividad para la definición del beneficio sistémico, se realizó un ejercicio de costo y beneficio en base a los resultados del modelo y una cuantificación de beneficios adicionales a los de flexibilidad que permiten las redes inteligentes, y particularmente los medidores inteligentes.

Tercera y última etapa del proyecto correspondió a la etapa de socialización de resultados mediante dos webinars desarrollados en agosto y noviembre 2020 en los que se presentaron los resultados de la segunda etapa y recomendaciones para implementar redes inteligentes en Colombia considerando las tres dimensiones analizadas en la primera etapa del proyecto: tecnológica, regulatoria y de políticas y de conocimiento. Estas recomendaciones se desarrollaron en base a las conclusiones de las primera y segunda etapa del proyecto, los resultados de una encuesta enviada a todos los participantes de los talleres y entrevistas para determinar las capacidades técnicas y humanas existentes entre los agentes del sector eléctrico Colombiano para la integración de tecnologías de redes inteligentes, y la propia experiencia internacional del consultor.

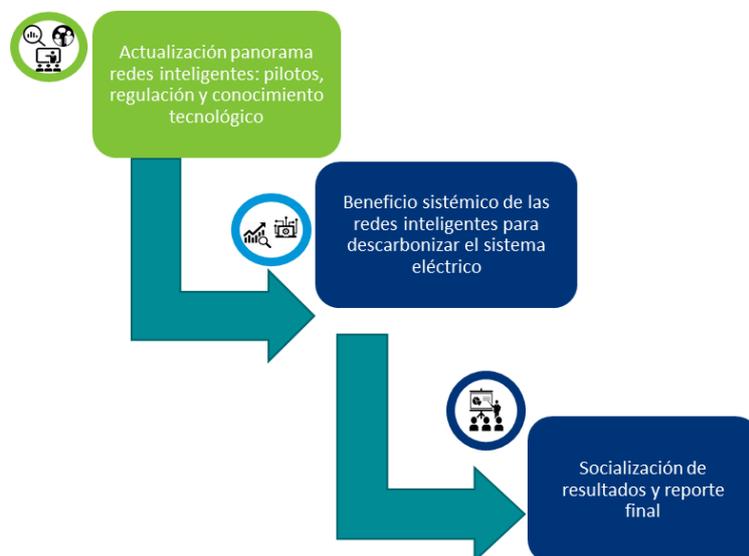


Figura 2-4. Alcances del proyecto de manera general

# 3 Beneficios sistémicos de Redes Inteligentes para descarbonizar el sistema eléctrico Colombiano

Para conocer los beneficios de las redes inteligentes, específicamente el beneficio de la flexibilidad, se analizaron los principales estudios sobre redes inteligentes y medición avanzada en Colombia, los análisis beneficio costo, y las iniciativas impulsadas en el sector; dichos estudios se identificaron como resultado de la revisión bibliográfica desarrollada en la primera etapa del proyecto (ver Anexo C – Estudios de beneficios de redes inteligentes analizados).

## 3.1 Beneficio de la flexibilidad de Redes Inteligentes

La flexibilidad se refiere a la capacidad de variar la energía consumida y generada, o a la provisión de reserva de potencia necesaria para el balance entre generación y demanda en el sistema eléctrico. Con el inminente aumento en la penetración de energía renovable variable no-despachable, se exigen mayores holguras para asegurar la operación confiable y segura. Frente al desafío de descarbonización del sistema eléctrico, la flexibilidad es un recurso escaso y, por ende, preciado.

Las redes inteligentes permiten que más actores contribuyan a proveer la flexibilidad requerida. Los beneficios de flexibilidad que pueda proveer el sistema eléctrico depende del nivel de inteligencia y automatización (Figura 3-1).



Figura 3-1. Beneficios de la flexibilidad de las redes inteligentes.

La EPRI<sup>1</sup> ha identificado y categorizado los beneficios en cuatro dimensiones principales: beneficios económicos, de confiabilidad, ambientales y de seguridad. Los beneficios ambientales, de seguridad y gran parte de los económicos reconocidos por la EPRI se deben a la flexibilidad de la demanda que permite la presencia de redes inteligentes (beneficios destacados en verde en Tabla 3-1)

Nuestro proyecto cuantificó el beneficio de flexibilidad provista por redes inteligentes por medio del modelo WeSIM. Se analizaron los dos casos de tecnologías que permiten proveer flexibilidad desde la demanda

**Tabla 3-1. Beneficios de las redes inteligentes. Basado en (Roark, Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits, 2015)**

Beneficios		
Económicos	Utilización óptima de la infraestructura eléctrica	Operación óptima de la generación
		Reducción de costo de servicios auxiliares
		Reducción de costos de congestión
		Desplazamiento de inversiones en generación
	Ahorros de inversión en Tx y Dx	Desplazamiento de inversiones en transmisión
		Desplazamiento de inversiones en distribución
	Ahorros de operación de Tx y Dx	Reducción de fallas de equipos de red
		Reducción de costos de mantenimiento
		Reducción de costos de operación
		Reducción de costos de lectura
Reducción de hurto	Reducción de robo de electricidad	
Eficiencia energética	Reducción de pérdidas	
Ahorros de costos de electricidad	Reducción de factura eléctrica	
Confiabilidad	Fallas	Reducción de fallas
		Reducción de salidas de operación
	Calidad de suministro	Reducción de costos de reposición
		Reducción de interrupción de servicio
Ambientales	Emisiones	Reducción de caídas y subidas de tensión
		Reducción de emisiones de CO2
Seguridad	Seguridad energética	Reducción de emisiones de SOx, NOx y PM-10
		Reducción de dependencia de petróleo (no monetarizado)
		Reducción de blackouts

### 3.1.1 Modelo WeSIM

WeSIM es un modelo que fue desarrollado por la universidad Imperial College London (ICL) y ha servido en UK como insumo para tomar decisiones de política energética en descarbonización del sistema eléctrico del Reino Unido. El modelo es capaz de equilibrar simultáneamente las decisiones de inversión y operación con el objetivo de minimizar el costo total del sistema, sujeto al cumplimiento de restricciones como de desarrollo u operación del sistema definidas en las condiciones de simulación. La diferencia de costo anualizado entre escenarios de simulación con o sin redes inteligentes corresponde al beneficio de la flexibilidad.

Se representó el Sistema Interconectado Nacional (SIN) en 15 nodos representativos del Sistema de Transmisión. Las redes de distribución fueron construidas según indicadores representativos por región; se utilizó una demanda horaria desagregada a nivel regional con un parque de generación actual y proyectado por UPME al 2025 como base y utilizando los costos nivelados de generación, almacenamiento y (CapEx) de red en transmisión y distribución. El análisis de los resultados del modelo WeSIM tienen el objetivo de valorar ahorros en costos de inversión de red de transmisión y distribución por recorte de demanda de punta, valorar el aumento de flexibilidad gracias a la controlabilidad remota de los dispositivos por parte de agregadores y operadores de red al disponerse mayor flexibilidad de la demanda.

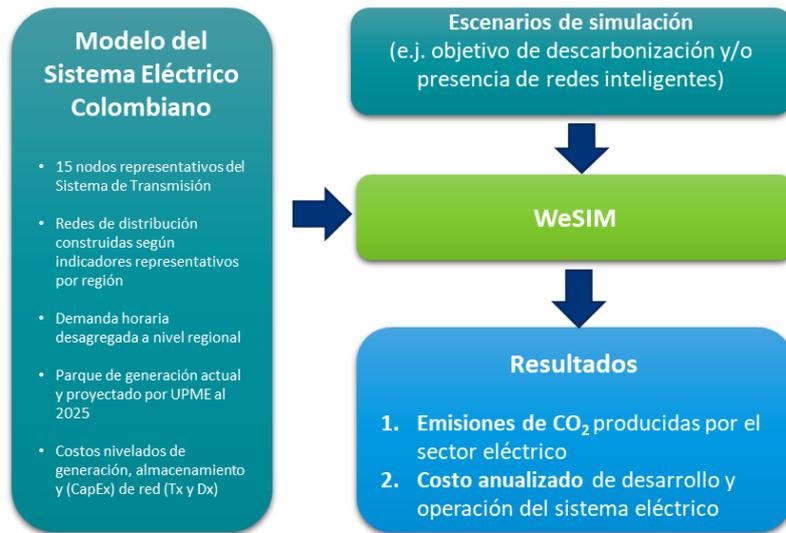


Figura 3-2. Estructura del modelo WeSIM utilizado

Cuando nos referimos a flexibilidad, este reporte considera el almacenamiento de energía y la respuesta en la demanda como herramientas para proveer esa flexibilidad.

En almacenamiento de energía se consideró la posibilidad de despliegue de baterías en Alta Tensión (Nivel 2 a 4) y Baja Tensión (Nivel 1); en respuesta en la demanda se consideró usuarios conectados Alta Tensión y Baja Tensión que adoptan mecanismos activos o pasivos de gestión de demanda. El supuesto es que en 2030 un 20% de la demanda tiene acceso a herramientas de respuesta de la demanda y que solo aquellos que tienen esas herramientas, pueden mover un 10% de la energía. El supuesto es que en 2040 y 2050 aumenta a un 50% de la energía total, aquellos que tienen acceso a esas herramientas y que se puede mover entre un 15% y 20% la energía. Esto en específico se considera cambios en comportamiento en la demanda del sector residencial, industrial y comercial al igual que los vehículos eléctricos.



Figura 3-3. Tecnologías analizadas: Aquellas que brindan flexibilidad desde la demanda

Se utilizaron 15 regiones para hacer en análisis, resumidas en la siguiente table:

Siglas	Departamentos	Siglas	Departamentos
BOG	Bogotá	GCM	La Guajira, Cesar, Magdalena
ACH	Antioquia-Choco	MGU	Meta-Guaviare
ATL	Atlántico	NDS	Norte de Santander
BOL	Bolivar	NPU	Narina Purumayo
BCS	Boyaca-Casanare	SAR	Santander-Arauca
CAU	Cauca	THC	Caquetá, Guila, Tolima
CSU	Cordoba-Sucre	VAL	Valle del Cauca
CQR	Caldas, Quindío, Risalda		

Tabla 3-2 Tabla mostrando los departamentos incluidas en las 15 regiones.

### 3.1.2 Escenarios

El análisis se enfoca en dos grupos de escenarios, los casos de caso base (BAU) y los casos de descarbonización.



“BAU” representa el sistema eléctrico sin restricciones de emisiones, para abastecer la demanda eléctrica proyectada por la UPME

“Descarbonización” representa el sistema eléctrico con metas de descarbonización, para abastecer la misma demanda eléctrica

Figura 3-4. Escenarios utilizados en el modelo WeSIM

Los casos ‘BAU’ representan el Sistema Interconectado Nacional (SIN) sin restricciones de emisiones, para abastecer la demanda eléctrica proyectada por la UPME. Los casos BAU representan un caso optimo, donde existe calidad de servicio, márgenes de seguridad en su menor costo posible. Se hizo BAU para el 2030, 2040 y 2050.

Los casos de ‘descarbonización’ representan SIN hipotéticos con distintas metas de descarbonización con respecto al escenario BAU del año respectivo: 60% al 2030 (4.48MtCO<sub>2</sub>); 100% al 2040; 100% al 2050.

Además de estos escenarios se hicieron algunas sensibilidades con lo cual se exploraron variabilidades en las condiciones ej. más o menos gas, más o menos generación distribuida, más o menos respuesta en la demanda, sin interconexión con Ecuador y en condiciones secas.

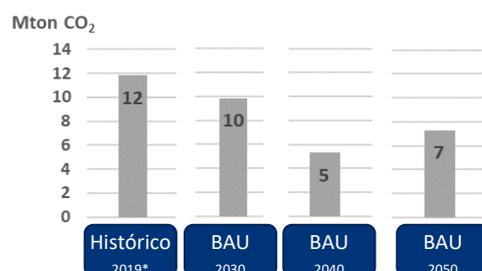
### 3.1.2.1 Detalles en Escenarios

Se hicieron sensibilidades para determinar los factores relevantes a los valores en los costos y beneficios de redes inteligentes. Se hicieron los siguientes casos:

- **Cambio de hidrología:** Impacto de la presencia de menor capacidad hidro disponible. Se usó la hidrología más crítica registrada como caso extremo (~30% de capacidad menor a la media).
- **Mayor presencia de generación distribuida:** Se consideró que el 70% de la capacidad renovable proyectada por UPME para 2030 sucede a nivel distribuido.
- **Menor costo nivelado de generación de gas:** Se consideró un costo de generación de gas menor en 25% al proyectado lo que reduce su costo nivelado usado como dato de entrada en el modelo resultando en 4.3 GW de capacidad instalada.
- **No uso de interconexión con Ecuador:** Dado que la interconexión afecta la flexibilidad de un sistema, se analizó el caso de cero flujos a través de la interconexión con Ecuador.
- **Demanda de usuarios no flexible:** Flexibilidad provista exclusivamente por la presencia de almacenamiento eléctrico i.e. baterías.
- **Penetración de esquemas de DSR en la demanda de usuarios:** Variación de niveles de penetración de DSR en la demanda.

### 3.1.3 Emisiones

Las continuas reducciones en los precios de las energías renovables resultan en una opción económica para reducir las emisiones del sector eléctrico y al mismo tiempo ampliar el parque de generación requerida para aumentos en la demanda. El SIN colombiano tiene potencial aun por recorrer para descarbonizar su sector eléctrico. Observando solo los casos de BAU, donde no existen restricciones de emisiones, se observa como en el 2030, 2040, y 2050 existe una reducción en las emisiones totales comparado con las emisiones del 2019 por la mayor instalación de la generación eólica y solar fotovoltaica.



- **BAU<sub>2030</sub>** proyecta una reducción de emisiones del **17% respecto a los del 2019**
- **BAU<sub>2040</sub>** proyecta una reducción de emisiones del **55% respecto a los del 2019**
- **BAU<sub>2050</sub>** proyecta una reducción de emisiones del **39% respecto a los del 2019**

Figura 3-5. Emisiones de carbono en distintos escenarios. Elaboración propia.

En los casos de 'descarbonización,' en 2030 con una restricción del 60% de emisiones comparado con el BAU del año respectivo, hay emisiones de 4.48 Mton CO<sub>2</sub>, una reducción del 55% comparado con el BAU. En los escenarios de descarbonización total del año 2040 y el año 2050 no existen emisiones del sector eléctrico, teniendo en cuenta un año con hidrología normal. Tomando un sistema de 2040 y 2050 totalmente descarbonizado y sometiéndolo a un año con hidrología muy seca, se observan

emisiones por la presencia de las termoeléctricas, mas son menores a las de BAU en una situación hídrica seca.

### 3.1.3.1 Emisiones – Detalle año seco

Es evidente la importancia de la hidroelectricidad en Colombia y por lo tanto amerita estudiar el impacto de un año seco. Se estudió el resultado en año seco con la capacidad instalada en un año normal. Se observan emisiones de CO2 incluso en casos de descarbonización BAU-100% en 2040 y 2050. Se reconoce la importancia de las termoeléctrica en los años secos, y se es por eso que se esperan emisiones en los casos de BAU -60% y BAU-100% por la presencia y relevancia de las termoeléctricas en ese año en específico.

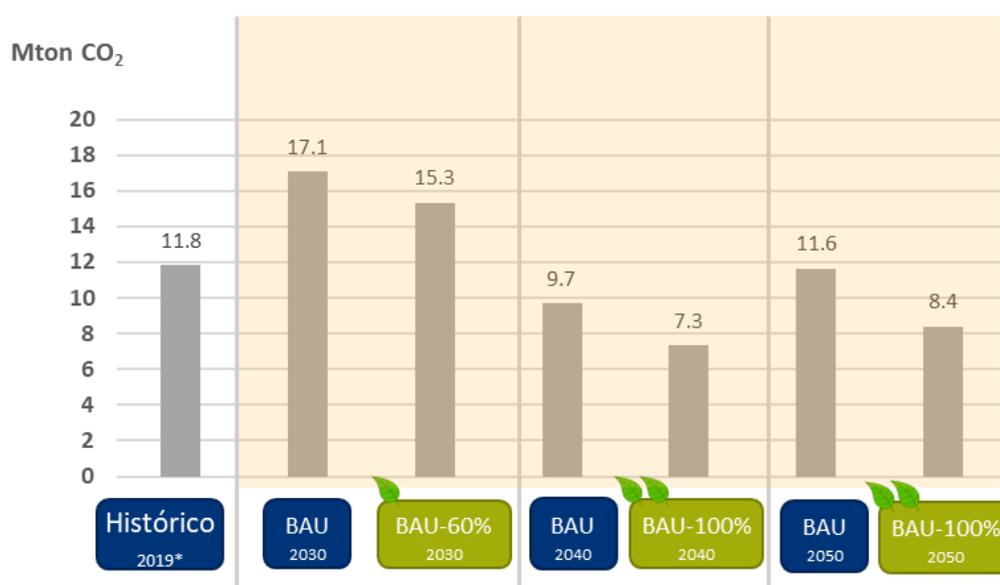


Figura 3-6. Emisiones – Detalle año seco. Elaboración propia.

En el escenario del 2030, se observa un aumento del 242% de las emisiones con respecto a un año con condiciones hídricas normales, debido a la falta de la generación hidroeléctrica, a un valor de 15.3 Mton de CO2 en un año seco. Comparado con el BAU, sin redes inteligentes, es un 10% menos de emisiones anuales. En el escenario del 2040 y 2050, hay una reducción del 24% y 28% comparado con el BAU del año respectivo. Por lo tanto, resalta el impacto de reducir las emisiones no solo en años de condiciones hídricas normales, sino también en años más secos.

### 3.1.4 Capacidad Instalada

Del punto de vista de la capacidad instalada, sin restricciones de emisiones, vemos un aumento en la capacidad de energía renovable en el sistema del 2030, 2040 y 2050. La eólica toma protagonismo en la matriz eléctrica en Colombia. En el 2030 se espera que la capacidad instalada eólica llegue al 10%, en 2040 un 24% y en 2050 un 31%, así diversificando las fuentes de energía en Colombia. La solar fotovoltaica toma mayor protagonismo y llega a una capacidad instalada de 9.0 GW, representando un 16% de la capacidad instalada.

Asimismo, la capacidad instalada de gas se estima que aumente a un 15.7GW, aumentando su participación en la generación. La diversificación de las fuentes de energía en Colombia se visualiza

con la menor relevancia de la hidroeléctrica en 2040 y 2050, un 36% y un 22% respectivamente. Aunque veamos una tendencia hacia la descarbonización por los bajos costos de las energías renovables, sin mayor flexibilidad para proveer energía limpia durante las 24 horas, será difícil reemplazar las termoeléctricas para aumentar la ambición de la descarbonización.

Un sistema del 2030 descarbonizado en un 55% comparado con el BAU<sub>2030</sub>, requiere pocos cambios, con una demanda esperada 87.1 TWh-año, se requiere un aumento en la capacidad instalada de 1.2GW, proveniente de un mayor parque de generación eólica, llegando a una capacidad instalada de 23.4 GW.

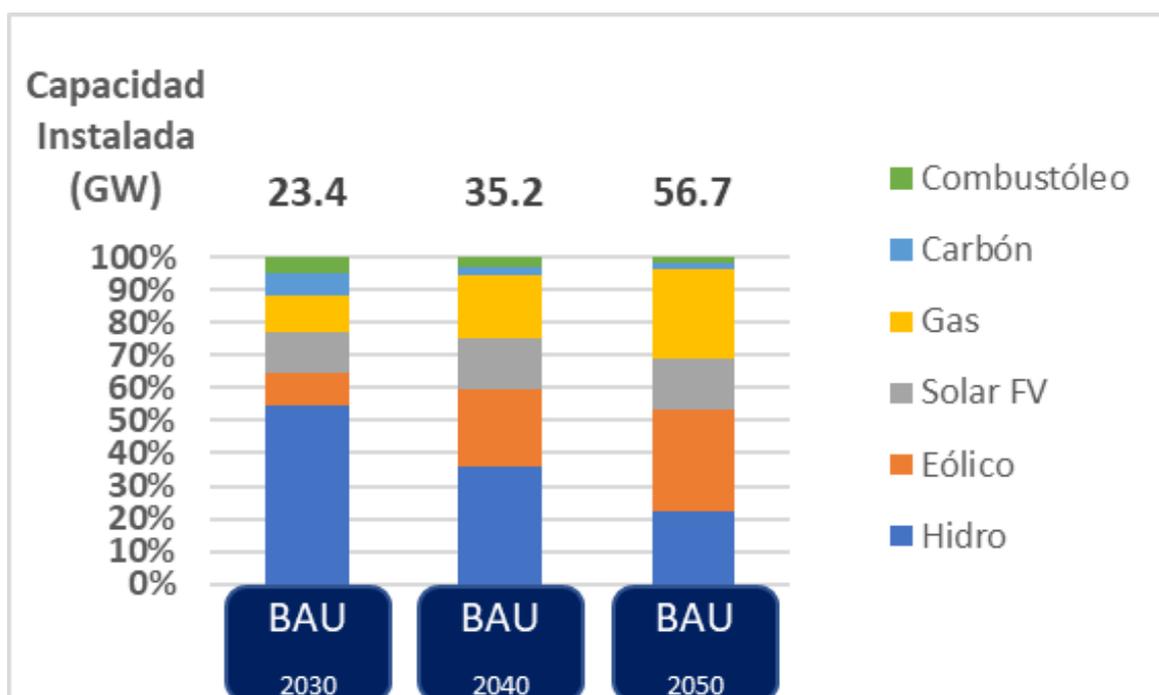


Figura 3-7. Capacidad instalada en escenarios BAU 2030, 2040 y 2050. Elaboración propia.

Mientras la demanda aumenta hacia 2040 y 2050 y la ambición hacia un sistema descarbonizado se realiza, se espera un aumento significativo en la capacidad instalada. Sin redes inteligentes el SIN requiere una capacidad instalada de 80.9GW y 196.3GW en 2040 y 2050 respectivamente, compuesto sobre todo con energías renovables.

El tamaño de estos parques de generación no es factible. Las redes inteligentes contribuyen que en 2040 con una descarbonización total exista una capacidad instalada por debajo del BAU sin objetivos de descarbonización. El BAU en 2040 requiere 35.2GW y con redes inteligentes requiere 33.3GW. En el 2050 con descarbonización total y redes inteligentes, requiere en el BAU 2050 una capacidad instalada de 56.7GW y con redes inteligentes 64.0GW, bajo los supuestos de una descarbonización completa del sector eléctrico, resaltando el valor de las redes inteligentes en reducir la necesidad de parques de generación enormes y descarbonizar.

### 3.1.5 Valoración Económica

En términos monetarios, vemos que las redes inteligentes proveen un beneficio neto comparándolo con el BAU sin restricciones de emisiones. En el 2030 con una descarbonización del 60%, la diferencia es de 42 MUSD, que proviene del ahorro en requerimientos de reforzar la red de distribución y los costos de OPEX evitados de las plantas termoeléctricas.

En 2040 y 2050 los ahorros en distribución siguen siendo relevantes, mas el costo evitado en la necesidad de parques de generación para descarbonizar el sistema es varias veces mayor. Esto, agregado con los ahorros en OPEX de generación termoeléctricas por los combustibles se suman en ahorros de 726MUSD en 2040 y 428MUSD en 2050 comparados con un BAU sin restricciones en las emisiones.

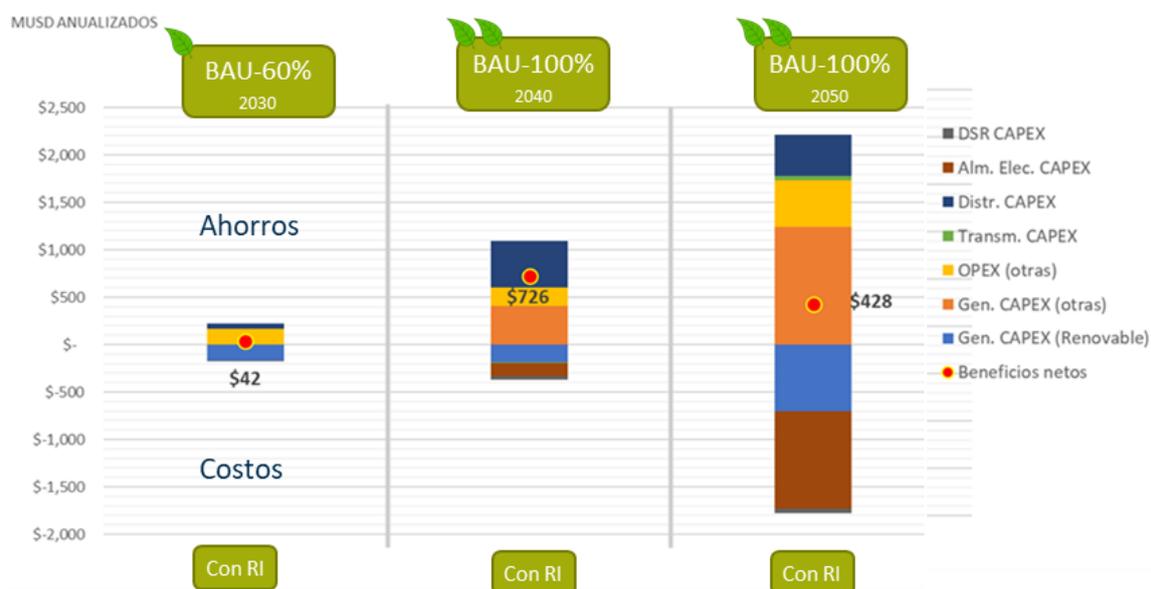


Figura 3-8. Beneficios monetarios de la flexibilidad. Elaboración propia.

### 3.1.6 Detalle

La diferencia entre BAU y con redes inteligentes en 2040 y 2050 se da sobre todo en la mayor capacidad instalado de Solar FV. Existe un mejor aprovechamiento de las tecnologías renovables variables no despachables. El almacenamiento y la respuesta en la demanda son los grandes contribuidores a ese mejor aprovechamiento que se refleja en menores pérdidas relativas en la generación (“Curtailment”).

En el 2040, sin redes inteligentes se estiman unas pérdidas de 81% de la generación eólica anual y un 36% de la generación solar FV. Con redes inteligentes se reduce completamente las pérdidas eólicas y se reduce a 1% en la generación solar FV. En el 2050, se estiman unas pérdidas del 87% en la generación eólica y un 60% en la generación solar en el BAU, mientras que en el escenario con redes inteligentes se reduce la eólica a un 2% y la generación fotovoltaica en un 5%.

El beneficio no solo proviene del mejor aprovechamiento de la generación, sino también del mejor uso en la infraestructura de transmisión. El ahorro generado por las redes inteligentes se estima en 47MUSD debido al costo evitado por refuerzos en la red de transmisión en 2050 en el norte del país, la cual requiere mayor inversión debido a la importancia de la generación eólica en el SIN. En 2040, existe un costo de 8MUSD para reforzar la red para obtener ese beneficio de la generación eólica de la Guajira.

Los beneficios se sometieron a contextos diferentes para evaluar su sensibilidad. El beneficio neto es similar en distintos escenarios, menos a cambios en los supuestos hídricos (i.e. más o menos disponibilidad hídrica). En todos los casos de 2030, el beneficio proveniente casi exclusivamente de

un ahorro en infraestructura de redes de distribución, lo que indica que el beneficio de las redes inteligentes a nivel distribución es independiente a factores como la generación distribuida, la generación de gas, la interconexión con Ecuador.

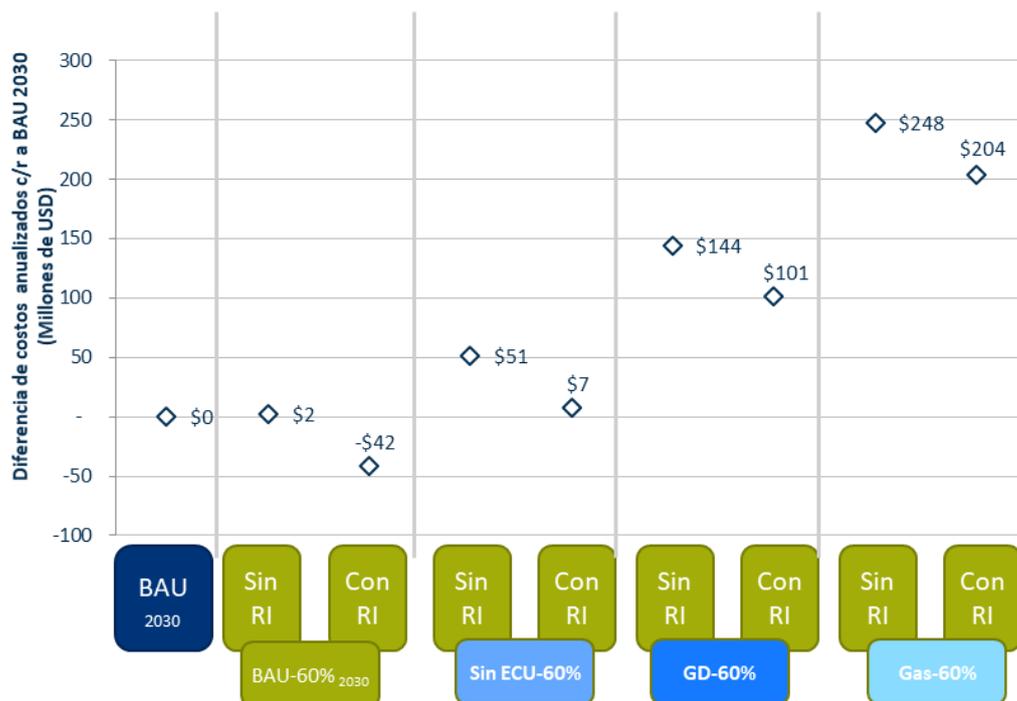


Figura 3-9. Beneficio neto en todos los años de desarrollo del sistema al 2030. Elaboración propia.

En año seco los beneficios sí son impactados. Por la menor disponibilidad de las hidroeléctricas, vemos una mayor participación de las termoeléctricas aumentando los costos de OPEX. Por lo tanto, diferencias en el comportamiento de la demanda o proveer mayor disponibilidad de las energías renovables con el uso de almacenamiento tienen impactos más notables en los beneficios de las redes inteligentes.

Los beneficios de redes inteligentes en un año con hidrología normal en 2040 son de 726 MUSD, comparado con uno sin restricciones en las emisiones y sin redes inteligentes, y en condiciones secas el beneficio de las redes inteligentes comparado con el mismo escenario es de 871MUSD; en 2050 en hidrología normal el beneficio es de 428 MUSD, en un año con hidrología seca aumenta la diferencia por dos a 1,047MUSD. Cabe resaltar que estos beneficios son comparando un escenario sin restricciones en las emisiones, por lo tanto, haría falta valorar los beneficios de la descarbonización.

Por último, se evaluó el del almacenamiento de forma independiente para valorar la respuesta en la demanda versus almacenamiento eléctrico sin otra tecnología. Se observa que la presencia de DSR con almacenamiento permite un mayor beneficio que solo con almacenamiento.



Figura 3-10. Beneficio neto, diferencia de costos entre año seco y año normal. Elaboración propia.



Figura 3-11. Beneficio neto, diferencia de costos entre DSR y almacenamiento. Elaboración propia.

### 3.1.7 Curva de Carga

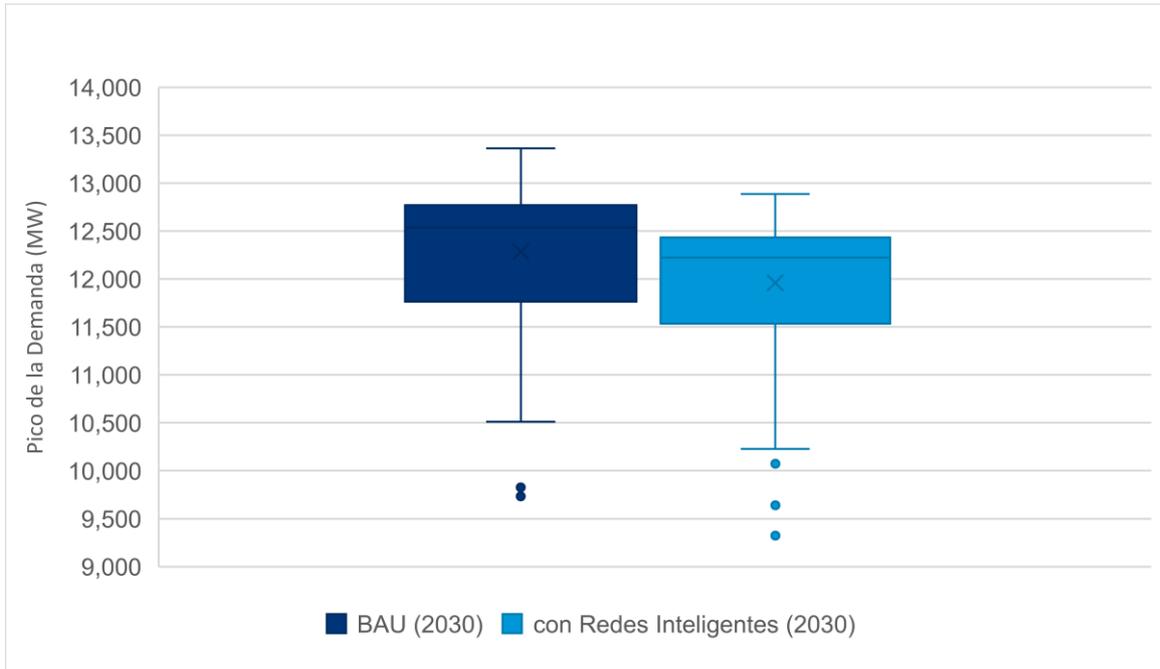
La respuesta en la demanda tiene impactos notables en el comportamiento del consumidor y por ende a la curva de carga. A medida que va aumentando la penetración de vehículos eléctricos y la demanda eléctrica en un contexto de un SIN con mucha energía renovable variable no despachable, cambios menores en la demanda tienen impactos importantes en costos en la generación y en la necesidad de reforzar redes de distribución.

El aumento en vehículos eléctrico tiene un impacto en la curva de carga, en promedio, un casi 500 MW el pico. Con promover cambios en el comportamiento en la carga de vehículos eléctricos, podremos minimizar el impacto que tendrán las cargas altas de los vehículos eléctricos. A medida que va aumentando la demanda industrial y comercial que se proyecta en 2040 y 2050, su participación en una respuesta en la demanda tiene un valor importante en reducir los picos en las redes de distribución de más de 1kV. Este valor es acentuado en años secos por la falta de flexibilidad que pudieran provenir de las hidroeléctricas, por lo tanto, aumentando el valor de la flexibilidad.

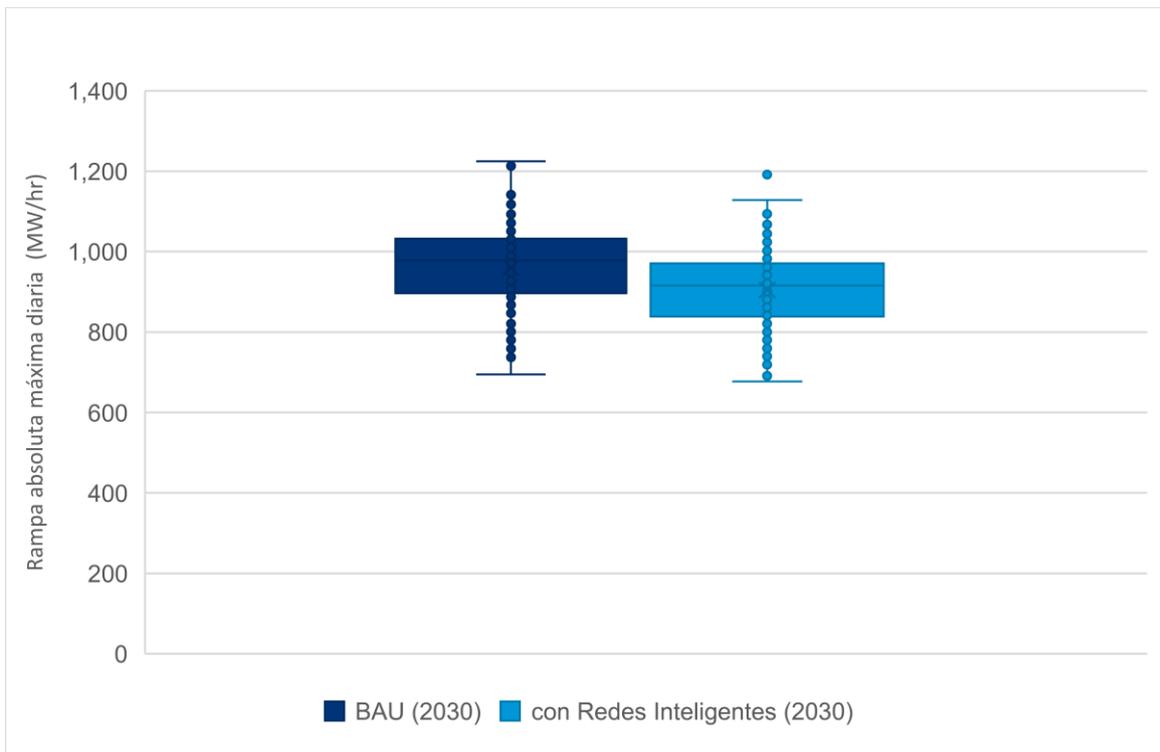
### 3.1.8 Detalles en la curva de carga

En el escenario con redes inteligentes y una descarbonización del 60% (51.55g/ kWh), el modelo indica beneficios comparado con el BAU<sub>2030</sub>:

1. **El pico de demanda anual nacional cae un 3.6%**, de ser 13.362 MW a 12.888 MW. Esto implica una menor capacidad requerida para las redes de transmisión y distribución y, por lo tanto, significa un menor costo del sistema i.e. una reducción en el CapEx de la red.
2. **La demanda máxima diaria nacional cae de manera constante a lo largo del año.** La Figura 3-12 presenta la distribución de la demanda máxima diaria en 2030 en BAU y en el escenario con redes inteligentes, mostrando la caída en los cuartiles estadísticos, el máximo, el mínimo y el mediano. Esto indica que habría menos necesidad de reforzar las redes para gestionar los picos de carga y corresponde a los resultados que muestran ahorros en los costes de refuerzo de la red de distribución en la sección 3.2.5 (Valoración Económica).
3. **La rampa de la demanda máxima por hora absoluta diaria se reduce de manera constante a lo largo del año**, como se muestra en la Figura 3-13. La tasa de rampa máxima diaria a lo largo del año cae un 2.7%, el promedio de la tasa de rampa máxima diaria cae un 5.7%, así como una reducción general de los valores estadísticos. Esto indica que el sistema se ve sometido a menos estrés para gestionar la oferta y la demanda.



**Figura 3-12. Distribución de la demanda máxima diaria a nivel nacional durante 2030 en escenarios de referencia y con Redes Inteligentes. Elaboración propia.**



**Figura 3-13. Distribución de la tasa de rampa absoluta máxima diaria a nivel nacional en escenarios de referencia y totalmente inteligentes en 2030. Elaboración propia.**

Con DSR (Figura 3-14) hay una reducción diaria en la demanda máxima total alrededor de las 8 pm en aproximadamente 300 MW. Esta reducción de la demanda se compensa con un pequeño aumento de la demanda entre las 2 a.m. y las 3 p.m. en comparación con la línea de base.

La demanda de los vehículos eléctricos (Figura 3-15) y la demanda total (excluyendo vehículos eléctricos) (Figura 3-16) difieren en el escenario con redes inteligentes en comparación con el escenario BAU. Lo que resalta los resultados es la importancia en cambios de comportamiento en la carga de vehículos eléctricos. Los cambios en la demanda total (Figura 3-14) se deben casi completamente al cambio en los comportamientos en la demanda de vehículos eléctricos. De hecho, la curva de demanda (excluyendo los vehículos eléctricos) en la Figura 3-16 aparenta indiferente de un escenario a otro.

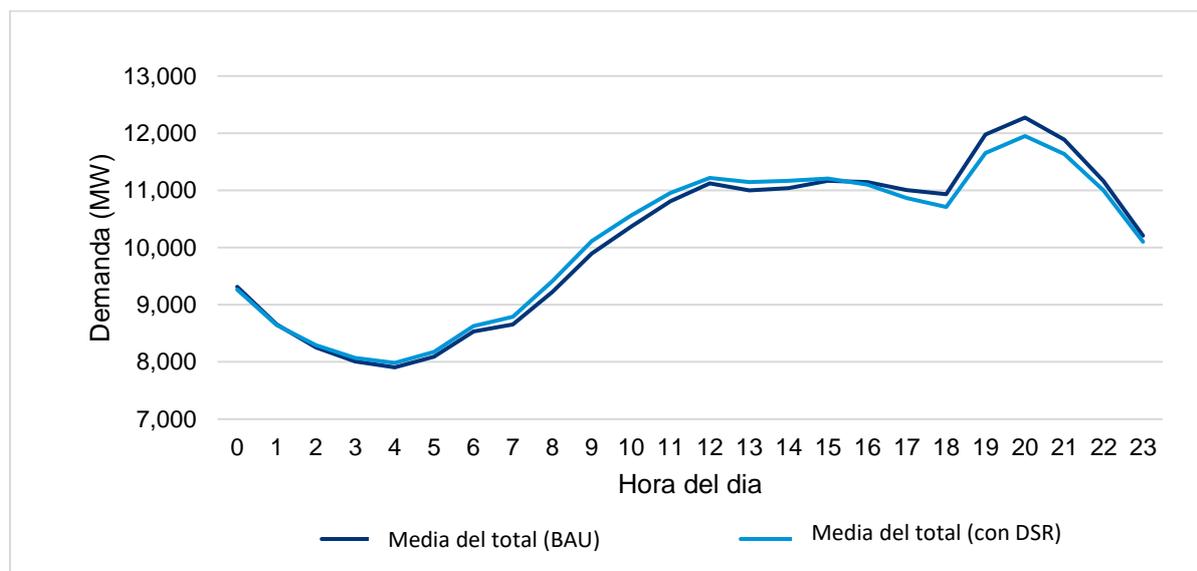


Figura 3-14. Demanda media diaria en 2030 (demanda total). Elaboración propia.

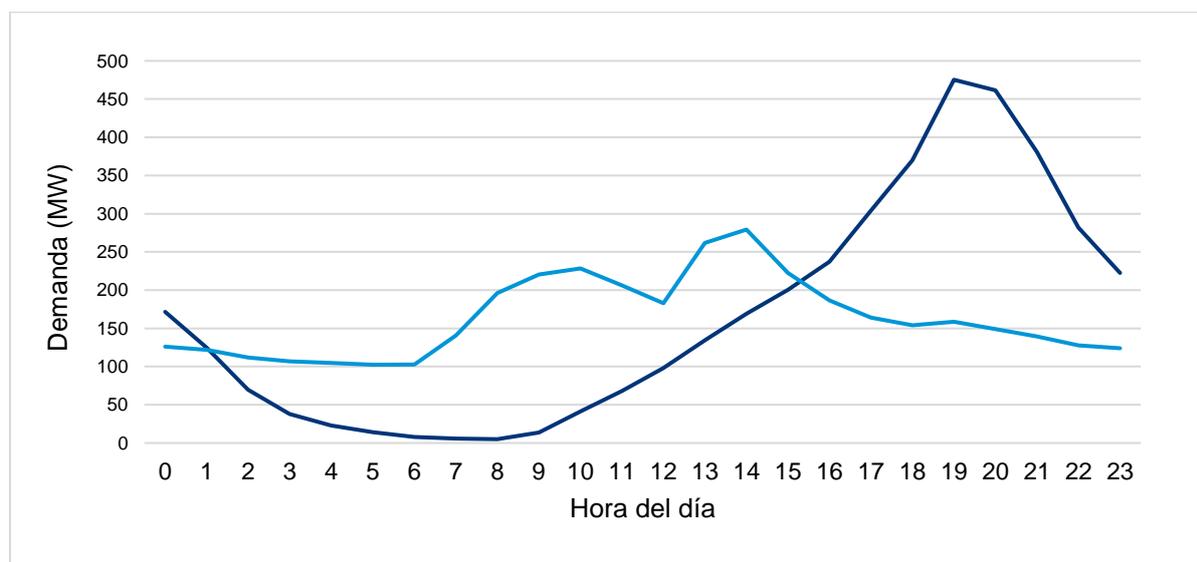
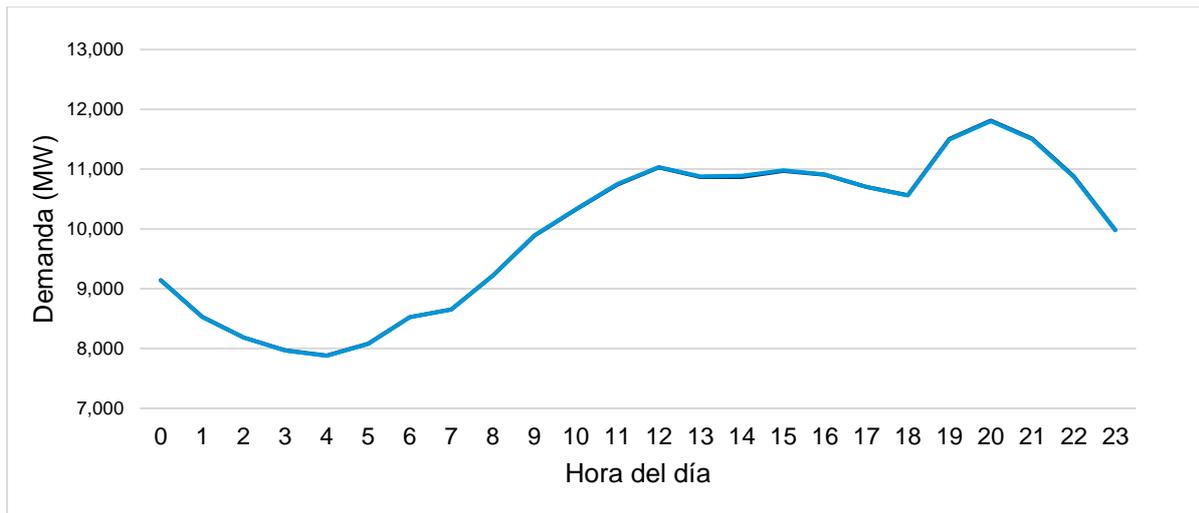


Figura 3-15. Demanda media diaria de vehículos eléctricos en 2030. Elaboración propia.



**Figura 3-16. Demanda media diaria excluyendo vehículos eléctricos en 2030. Elaboración propia.**

Una hipótesis de por qué la demanda excluyendo vehículos eléctricos no cambió considerablemente se debe al hecho de que la flexibilidad de vehículos eléctricos fue capaz de proporcionar toda la flexibilidad del lado de la demanda requerida por el sistema y, por lo tanto, la DSR en la demanda excluyendo vehículos eléctricos simplemente no era necesaria. Sin embargo, se ejecutó una sensibilidad adicional que mantuvo la demanda de vehículos eléctricos inflexible para 2030, para ver hasta qué punto la demanda excluyendo vehículos eléctricos podría verse obligada a actuar de manera más flexible. Sin embargo, esto también mostró un cambio mínimo, al menos a nivel nacional, en términos de alteración de la curva de demanda.

Por lo tanto, podemos suponer que los cambios de demanda general que vemos en los picos de demanda y las tasas de rampa son casi en su totalidad como resultado del cambio de la demanda de vehículos eléctricos. Esto indica la importancia (sección 4.2 Dimensión Política y regulación) en las soluciones técnicas y regulatorias para permitir esta flexibilidad. Por ejemplo, en el Reino Unido, el gobierno concretó en 2018 que todos los cargadores de vehículos eléctricos debían ser inteligentes, lo que significa que se pueden enviar señales a los cargadores para que se carguen durante ciertos momentos.

### Respuesta del lado de la demanda en 2040

En el escenario con redes inteligentes para 2040 y con una descarbonización total (0g / kWh) los beneficios de la tecnología inteligente en los indicadores clave evaluados en el caso de 2030 son aún más pronunciados:

1. **El pico de la demanda anual nacional cae un 12.1%** de 17.694 MW a 15.554 MW.
2. **La demanda máxima diaria nacional cae de manera constante a lo largo del año.** La Figura 3-17 presenta la distribución de la demanda máxima diaria en 2040 en BAU y escenarios con redes inteligentes, demostrando la caída en el máximo, los cuartiles superiores y bajo y la mediana, y el mínimo estadístico. La demanda máxima diaria media se reduce en aproximadamente un 10% de 16.132 MW a 14.557 MW. Esto indica que habría menos necesidad de reforzar las redes para gestionar los picos de carga, y corresponde a los resultados que muestran ahorros en los costes de refuerzo de la red de distribución en la sección 3.2.5 (Términos monetarios).
3. La rampa de la demanda máxima por hora absoluta diaria se reduce de manera constante a lo largo del año en comparación con el escenario BAU (Figura 3-18). Sin

embargo, debe tenerse en cuenta que hay un número de rampas diarias máximas que en realidad son más altas que el escenario BAU<sub>2040</sub>.

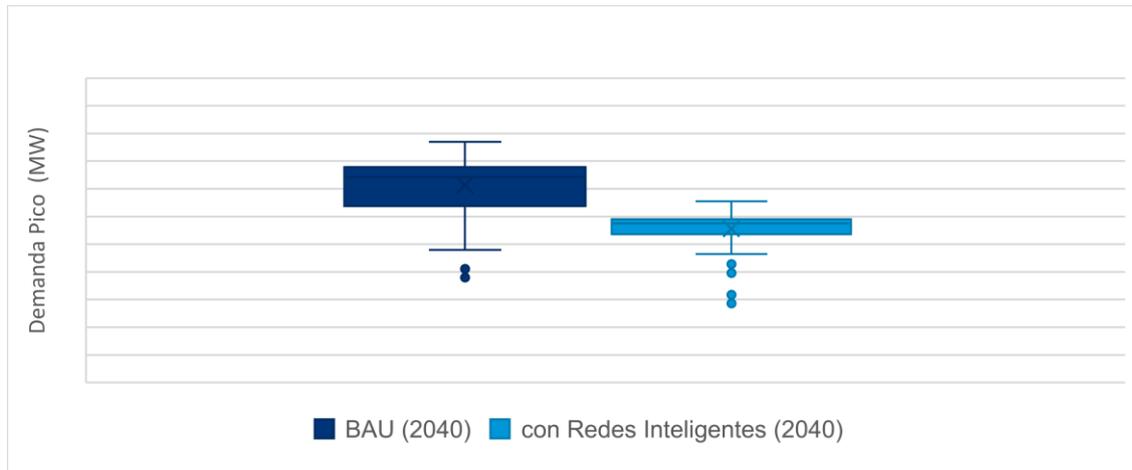


Figura 3-17. Distribución de la demanda máxima diaria a nivel nacional a lo largo de 2040 en los escenarios BAU y con Redes Inteligentes. Elaboración propia.

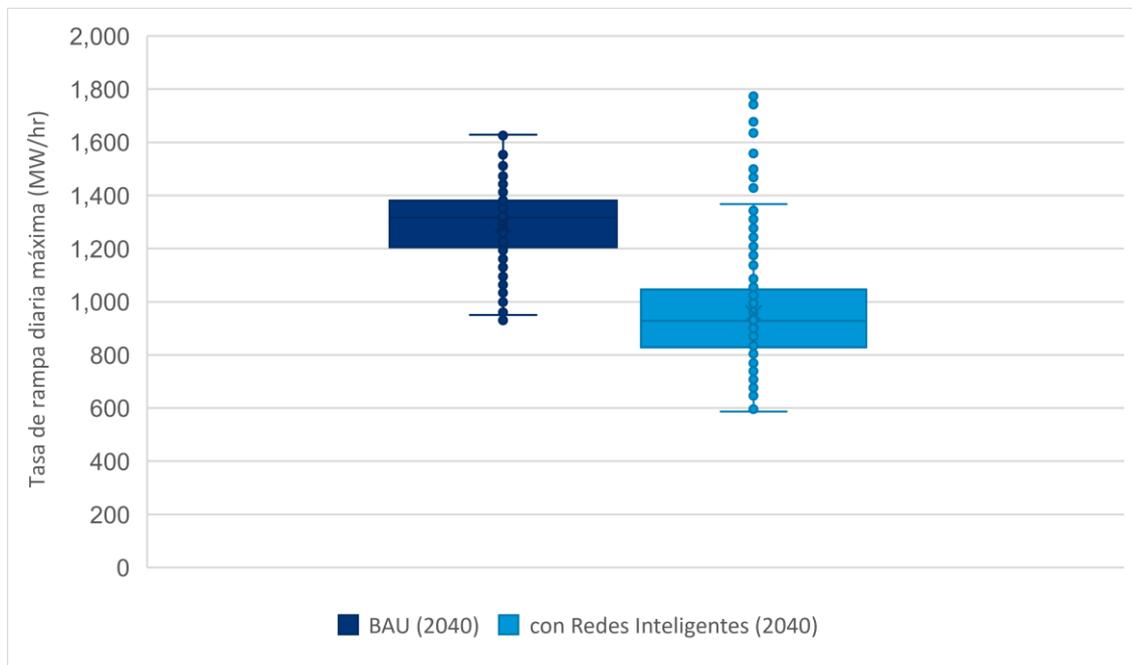


Figura 3-18. Distribución de la tasa de rampa absoluta máxima diaria a nivel nacional en escenarios de referencia y totalmente inteligentes en 2040. Elaboración propia.

A diferencia de los resultados del modelo para el escenario 2030, vemos que existe un impacto del DSR en la demanda sin EV y en la demanda de EV. En la Figura 3-19 se puede ver que el pico de la tarde se aplanan de manera que es similar al pico de la hora del almuerzo de poco más de 14,000 MW. Esta demanda se traslada a periodos nocturnos. Si bien gran parte de este cambio en la demanda es debido a la flexibilidad en la carga inteligente de vehículos eléctricos (que se muestra en la Figura 3-21), el mismo patrón en cambios en la demanda se observa en la demanda excluyente de VE (Figura 3-20), con un aplanamiento de la demanda.

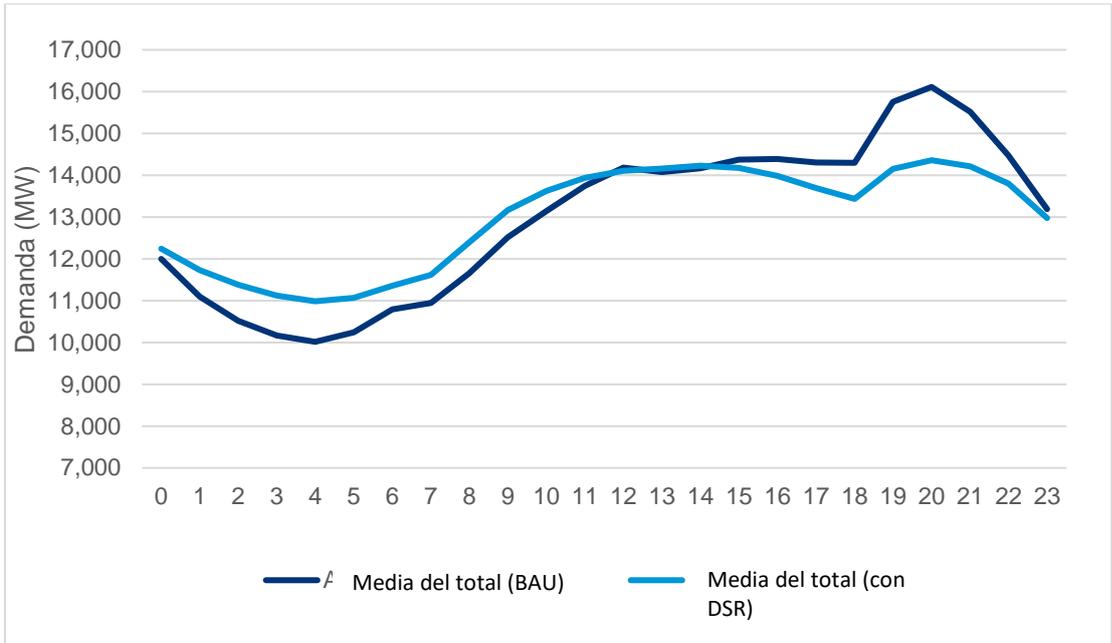


Figura 3-19. Demanda media diaria en 2040 (demanda total). Elaboración propia.

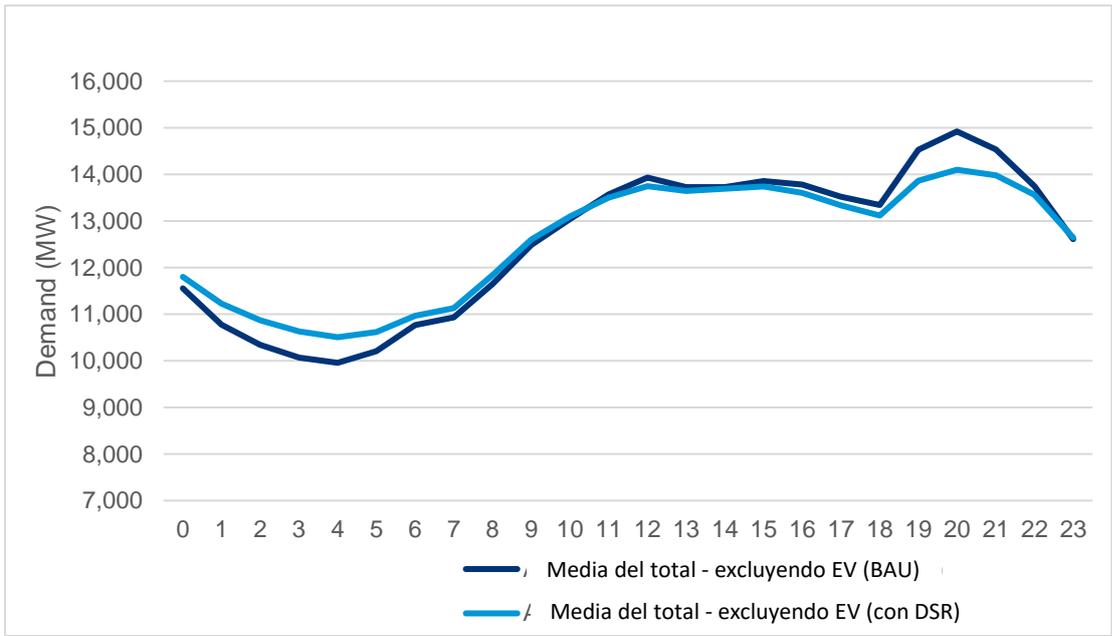


Figura 3-20. Demanda media diaria excluyendo vehículos eléctricos en 2040. Elaboración propia.

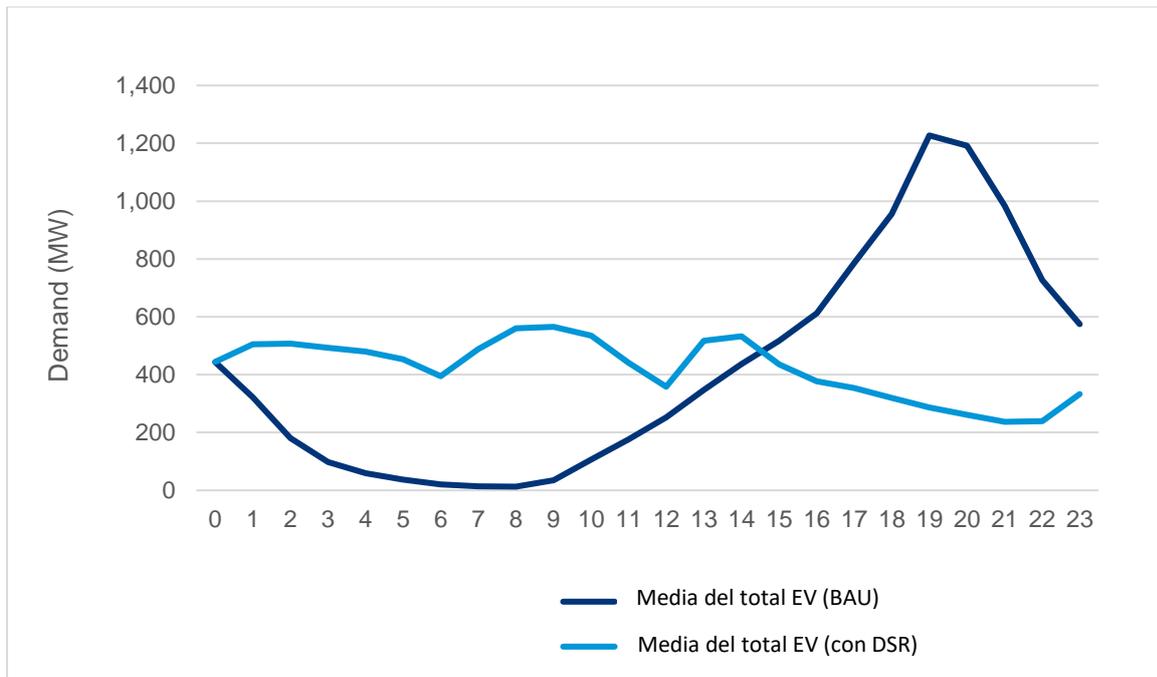


Figura 3-21. Demanda media diaria de vehículos eléctricos en 2040. Elaboración propia.

Cabe resaltar que se puede ver que DSR en la demanda excluyendo vehículos eléctricos, se ve diferente en diferentes regiones (BOG-Bogotá; ACH-Antioquia-Choco; ATL-Atlántico; Bol-Bolivar; BCS-Boyaca-Casanare; CAU-Cauca; CSU-Córdoba-Sucre; CQR-Caldas,Quindío,Risalda; GCM-La Guajira, Cesar, Magdalena; MGU-Meta-Guaviare; NDS-Norte de Santander; NPU-Narina Putumayo; SAR-Santander-Arauca; THC-Caquetá, Guila, Tolima; Val- Valle del Cauca). La Figura 3-22 muestra cómo cambia la demanda máxima diaria en comparación con el caso de referencia. En algunas regiones, como NPU, CAU y THC, vemos que el pico se reduce regularmente en aproximadamente un 5-10%, mientras que en otras como ACH, BOL y MGU, la reducción en el pico es mucho menos común.

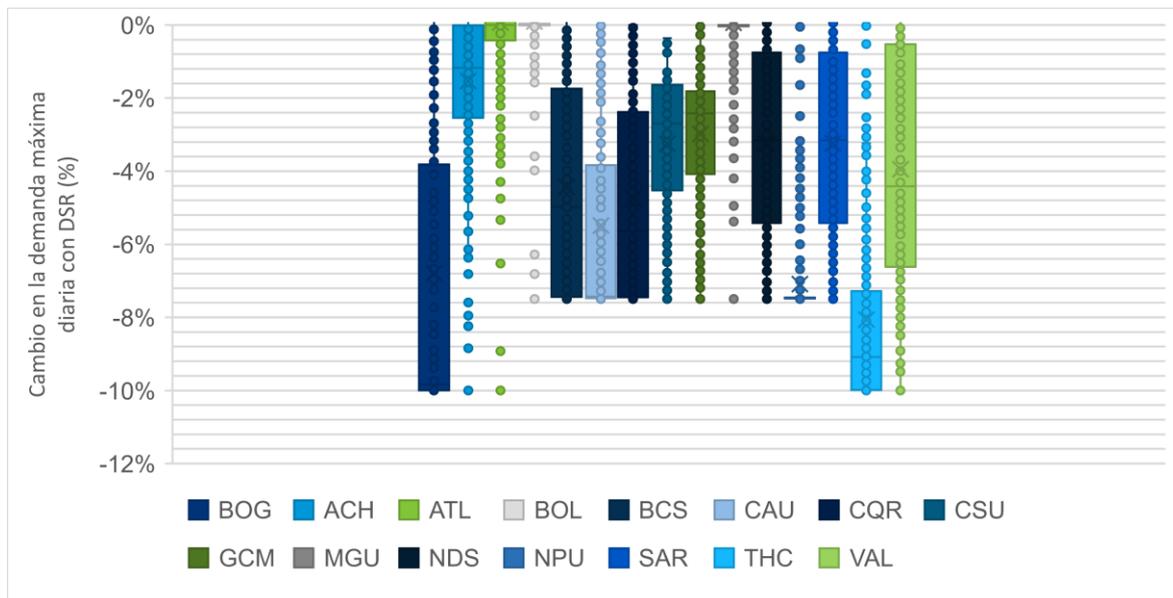


Figura 3-22. Distribución del cambio en la demanda máxima diaria excluyendo vehículos eléctricos durante el año en cada región. Elaboración propia.

Los factores que impulsan el nivel de reducción de picos a nivel regional en el modelo estarán relacionados con el costo del refuerzo de la red local, el nivel de generación distribuida en la red, el nivel de despliegue de vehículos eléctricos, el nivel de penetración de DSR, definido por los supuestos, así como el “pico” natural de la curva de demanda sin vehículos eléctricos.

En 2040 es evidente las diferencias regionales en el valor redes inteligentes para reducir los picos. Para poder proveer el beneficio a esas regiones es necesario el entorno regulatorio para promover cambios en la demanda ej. tarifas de tiempo de uso (ToU) y electrodomésticos inteligentes. Por otro lado, hay algunas regiones que solo ocasionalmente reducen su pico, lo que indica que el pico solo necesita reducirse en ciertas épocas del año. En tales regiones, puede haber un papel que desempeñar para mecanismos similares al sistema TRIAD<sup>1</sup> en el Reino Unido, por el cual a los clientes comerciales e industriales se les cobra en función de su demanda en los tres períodos de mayor demanda del año, incentivando así la reducción de su demanda durante estos períodos pico.

### 3.1.9 Resumen de resultados

Una red inteligente posibilita el desarrollo de un sistema menos costoso y más descarbonizado. Las redes inteligentes permiten la flexibilización de la demanda, lo que posibilita un uso más eficiente de la infraestructura de red y de generación, que se traduce en ahorros en inversión y operación del sistema eléctrico. Como resultado, las redes inteligentes permiten un desarrollo del sistema a un menor costo que BAU y menos emisiones.

**Tabla 3-3. Reducción de emisiones y beneficio neto de flexibilidad**

Año	Reducción emisiones escenario Descarbonización comparado con BAU <sub>2019</sub>	Beneficio neto de flexibilidad de demanda habilitada por presencia de Redes Inteligentes
2030	66%	USD 42M anualizados
2040	100%	USD 726M anualizados
2050	100%	USD 428M anualizados

El beneficio neto de la flexibilidad es más relevante cuando la matriz de generación posee un componente importante de generación variable, la que se espera creciente en el tiempo sólo por condiciones de mercado. El beneficio neto es un beneficio más para justificar el despliegue de redes inteligentes para apoyar una descarbonización.

En 2030, el impacto de tener vehículos eléctricos flexibles es claro. De hecho, muchos de los beneficios demostrados con el modelo se deben exclusivamente a los impactos de la carga inteligente de los vehículos eléctricos esperados en la red. Por otro lado, DSR no se emplea de manera significativa para la demanda que no sea de vehículos eléctricos. Esta imagen cambia en 2040, ya que hay un claro aumento en la DSR para la demanda de vehículos no eléctricos, lo que lleva a los beneficios asociados

<sup>1</sup> En Reino Unido, el sistema TRIAD es una métrica de la demanda, utiliza tres períodos de asentamiento de media hora de maor demanda en el sistema de transmisión de electricidad, entre noviembre y febrero de cada año, separados por al menos diez días. Son utilizados para determinar cargos por demanda para clientes con medidores de media hora. Para mayor información consulte What are electricity Triads? Disponible en: <https://www.nationalgrideso.com/document/130641/download>

de la reducción de picos y la reducción de la tasa de rampa a nivel regional y nacional. Sin embargo, la forma en que se emplea DSR para la demanda que no es de vehículos eléctricos varía según la región.

Las diferencias clave entre los resultados del modelado en 2030 y 2040 son impulsadas por el aumento en la demanda total de electricidad de 87 TWh a 114 TWh combinado con un objetivo de intensidad de carbono de la red de 2040 de 0g / kWh en comparación con 51.55g / kWh en 2030. Esto lidera el modelo para implementar una generación de energía renovable significativamente más variable, lo que lleva a que haya una mayor necesidad de flexibilidad en el sistema energético, como la que se puede encontrar a través de DSR en la demanda de vehículos eléctricos y no eléctricos, así como en el almacenamiento de energía.

Para las regiones con cambios de horas pico regulares, los resultados indican la necesidad tanto de la tecnología como de los mecanismos del mercado para reducir / cambiar la demanda de vehículos no eléctricos, por ejemplo, a través de la proliferación de tarifas de tiempo de uso (ToU) y electrodomésticos inteligentes. Por otro lado, hay algunas regiones que solo ocasionalmente reducen su pico, lo que indica que el pico solo necesita reducirse en ciertas épocas del año. En tales regiones, puede haber un papel que desempeñar para mecanismos similares al sistema TRIAD en el Reino Unido, por el cual a los clientes comerciales e industriales se les cobra en función de su demanda en los tres períodos de mayor demanda del año, incentivando así la reducción de su demanda durante estos períodos pico.

### 3.2 Beneficios adicionales

Con el fin de cuantificar algunos de los beneficios de las redes inteligentes que no fueron obtenidos mediante WeSIM dadas las características propias del modelo, pero que son de gran importancia para el sector eléctrico colombiano, tales como la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, la mejora de la calidad del servicio y la disminución de los costos de lectura, se consultó y procesó información actualizada de indicadores como el índice de pérdidas totales, el SAIDI y la demanda por operador de red (OR), publicada por los mismos operadores de red en sus informes de gestión o por entidades como las Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios o XM. En la Figura 3-23 se describen con los beneficios contemplados con WeSIM (en verde) y los beneficios adicionales que se describen y analizan en esta sección (en azul).

En las próximas subsecciones primero se describe la forma en que se estimaron los beneficios de las redes inteligentes adicionales a los identificados por WeSIM, luego se describe la estimación de los costos de las tecnologías AMI y ADA y, finalmente, se presenta el análisis costo/beneficio y los principales hallazgos y conclusiones de este.

Beneficios		
Económicos	Utilización óptima de la infraestructura eléctrica	Operación óptima de la generación
		Reducción de costo de servicios complementarios
		Reducción de costos de congestión
		Desplazamiento de inversiones en generación
	Ahorros de inversión en Tx y Dx	Desplazamiento de inversiones en transmisión
		Desplazamiento de inversiones en distribución
	Ahorros de operación en Tx y Dx	Reducción de fallas de equipos de red
		Reducción de costos de mantenimiento
		Reducción de costos de operación
	Reducción de hurto	Reducción de hurto de energía
Eficiencia energética	Reducción de pérdidas	
Ahorros de costos de electricidad	Reducción de factura eléctrica	
Confiabilidad	Fallas	Reducción de fallas
		Reducción de salidas de operación
		Reducción de costos de reposición
	Calidad de suministro	Reducción de interrupción de servicio
Ambientales	Emisiones	Reducción de caídas y subidas de tensión
		Reducción de emisiones de CO2
Seguridad	Seguridad energética	Reducción de emisiones de SOx, NOx y PM-10
		Reducción de dependencia de petróleo (no monetizado)
		Reducción de blackouts

Figura 3-23. Beneficios de las redes inteligentes. Basado en (Roark, Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits, 2015)

### 3.2.1 Estimación de beneficio por disminución de pérdidas de energía

Para el caso de la estimación del beneficio por disminución de pérdidas técnicas y no técnicas, se hizo uso del índice de pérdidas totales, el cual indica el porcentaje de pérdidas en el mercado de comercialización servido por el OR, tanto técnicas como no técnicas, con respecto a la demanda total del operador de red. La Figura 3-24 muestra los índices de pérdidas técnicas por OR, en donde se observa que empresas como la Empresa de Energía de Arauca (ENELAR), la Empresa de Energía del Valle de Sibundoy (EMEVASI) y el antiguo ELECTRICARIBE presentan los índices más altos. Sin embargo, cuando se usa la demanda de energía eléctrica anual por operador de red para calcular las pérdidas anuales por operador de red, se observa que el mayor potencial de ahorro en términos de energía está en ORs como Electricaribe, tanto por su demanda como por su índice de pérdidas totales altos, y en ORs como Enel-Codensa, EPM y EMCALI, que a pesar de no tener índices de pérdidas tan altos su alta demanda de energía hace que en términos energéticos sus pérdidas sean importantes, como se observa en la Figura 3-25.

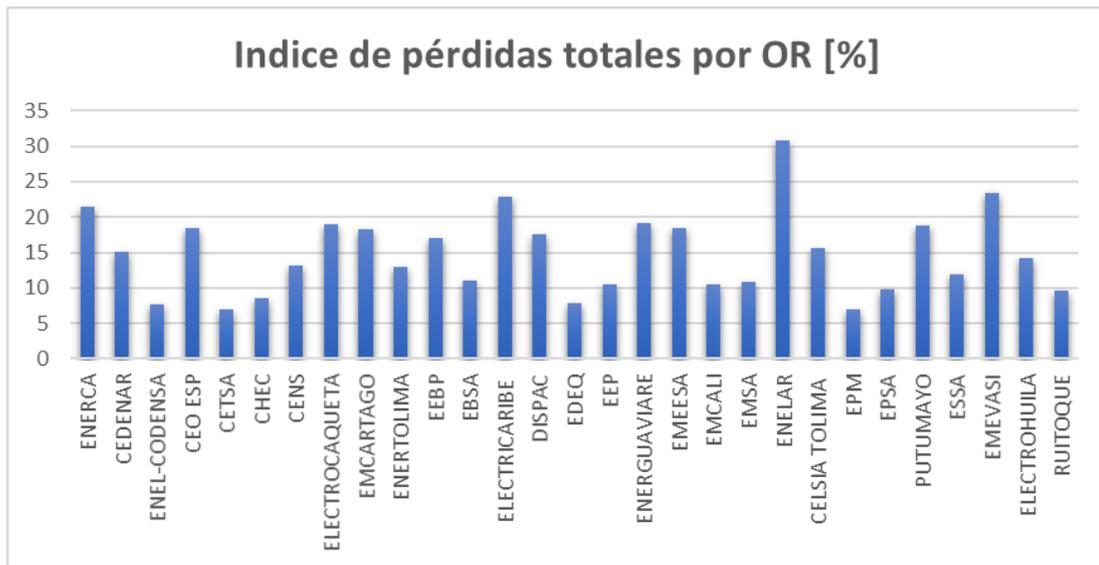


Figura 3-24. Índice de pérdidas totales por operador de red. Elaboración propia. Datos de informes de gestión de los operadores de red. Elaboración propia.



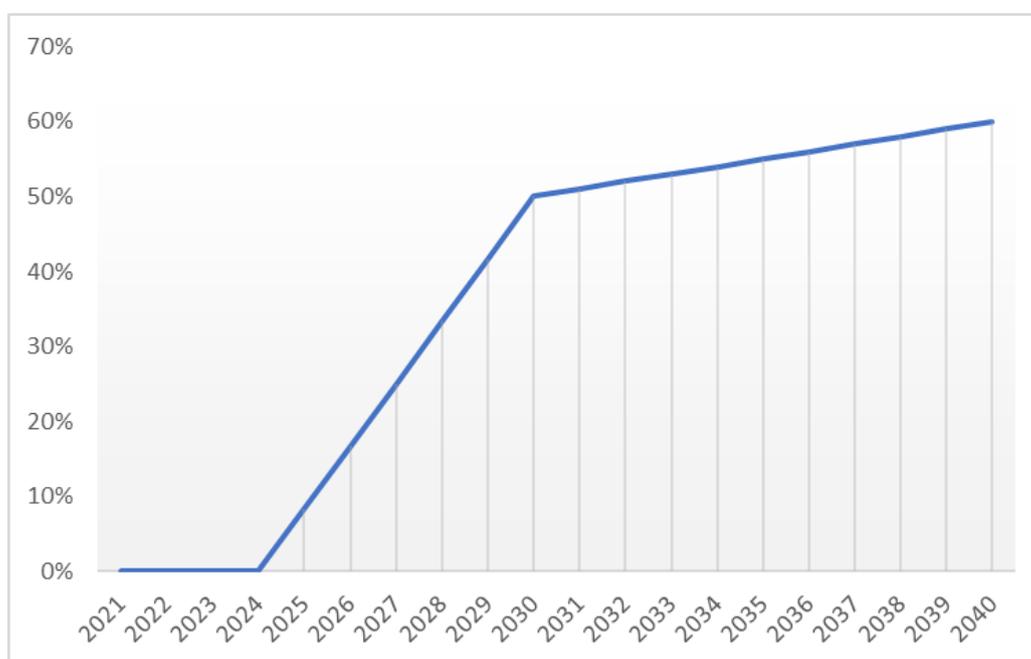
Figura 3-25. Pérdidas de energía anuales por OR. Fuente: Elaboración propia. Datos de informes de gestión de los operadores de red y XM. Elaboración propia.

Si los valores de energía en pérdidas de la Figura 3-25 se multiplican por el costo promedio del kWh del OR reportado por la Superservicios para el último trimestre de 2019, se obtiene que por año el valor de dichas pérdidas está alrededor de 1380 MUSD. Este valor es tomado como línea base sobre el que se puede valorizar el posible beneficio económico al reducir las pérdidas gracias a las redes inteligentes.

En países como República Dominicana, Honduras, India y Brasil, con altos índices de pérdidas tanto técnicas como no técnicas, el uso de infraestructura de medición avanzada ha demostrado ser una herramienta poderosa para detectar y desincentivar el robo de energía eléctrica (J Navani, 2012) (Antmann, 2009). El proyecto Light/ Landis+Gyr de despliegue de AMI en Rio de Janeiro ha mostrado una tendencia en la reducción de pérdidas que demuestra es posible reducir las pérdidas de energía hasta en un 50% en un periodo de 10 años (Fernandes). Por su parte, Arabia Saudita estima que la medición inteligente le permitirá reducir las pérdidas en un 40% (CESI S.p.A, 2013). En el caso de

Colombia, en el mapa de ruta “Smart Grids Colombia Visión 2030” se estima que a 2030 se podrían reducir las pérdidas hasta en un 50%.

Considerando lo anterior, para cuantificar el beneficio de reducción de pérdidas en el presente análisis se asume que gracias a las tecnologías de redes inteligentes al 2030 Colombia disminuirá sus pérdidas totales en un 50%. Antes de alcanzar la meta 2030, se asume que la reducción se hará de forma paulatina desde el 2025, una vez se halla sobrepasado el periodo asociado a la curva de aprendizaje de la tecnología y a posibles retrasos en el despliegue. Lo anterior considerando un despliegue de AMI paulatino hasta alcanzar en el 2030 un despliegue del 75%, como se describirá más adelante con más detalle. Después del 2030, se asume un crecimiento de los beneficios por reducción de pérdidas no técnicas paulatino, pero a una tasa mucho menor que en el periodo 2025-2030, esto con el fin de representar la dificultad de mejorar los índices de reducción de pérdidas al acercarse a niveles óptimos. Lo anterior se muestra gráficamente en la Figura 3-26.



**Figura 3-26. Porcentaje de reducción de pérdidas no técnicas con relación a valores de 2019 en un escenario de despliegue de redes inteligentes. Elaboración propia.**

Bajo los supuestos de la Figura 3-26, se estima que en la ventana de tiempo 2020-2040 los beneficios por la reducción de las pérdidas no técnica de energía eléctrica son de alrededor de 4072 MUSD (valor presente 2020). Dichos beneficios se distribuyen regionalmente como se muestra en la Figura 3-27, en donde se puede observar que el mayor beneficio se concentra en la región Caribe, compuesta por las áreas operativas CSU, BOL, GCM y ATL antes operadas por Electricaribe.

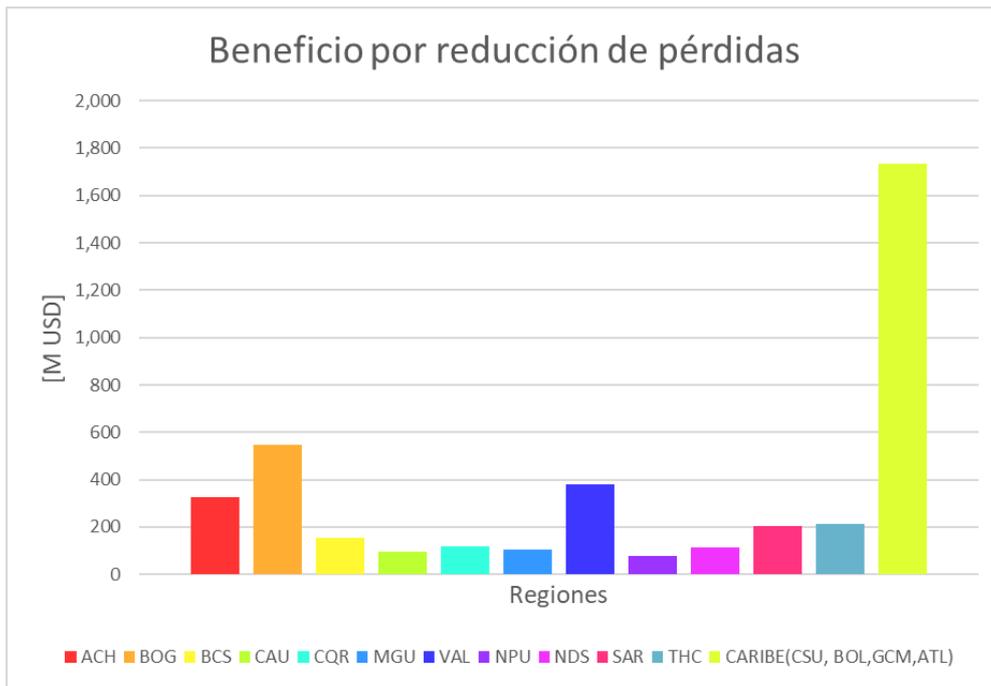


Figura 3-27. Distribución regional de los beneficios por reducción de pérdidas no técnicas de energía eléctrica. Elaboración propia.

### 3.2.2 Estimación de beneficio por mejora en la calidad del suministro de energía eléctrica

Si bien la calidad del suministro puede ser descrita principalmente mediante los indicadores SAIDI y SAIFI, representando la duración y frecuencia de las interrupciones, respectivamente, en el presente estudio nos hemos centrado en el indicador SAIDI, considerando, por un lado, que las tecnologías de redes inteligentes aquí analizadas pueden contribuir de forma más directa a la mejora del SAIDI que del SAIFI (índice más relacionado con la salud de los activos del OR) y, por otro lado, la posibilidad de cuantificar el beneficio de reducción de SAIDI con los datos disponibles públicamente. El indicador SAIDI por OR se puede observar en la Figura 3-28, en donde se destaca que operadores como Centrales Eléctricas de Nariño (CEDENAR) y EMEVASI tiene los peores índices de calidad. Si se usa el SAIDI para estimar un valor de energía no suministrada por año, haciendo uso de la demanda anual y los costos de kWh por OR, es posible valorar cuanto le cuesta al sistema eléctrico tener los niveles de calidad de suministro actuales. Dicho valor se estima en 33MUSD para todo el sistema y se distribuye por OR tal y como se muestra en la Figura 3-29, valores que son tomados como base para el cálculo de los beneficios. Se observa que el mayor potencial de ahorro se concentra en la región operada anteriormente por Electricaribe, dada su demanda y su alto valor de SAIDI.

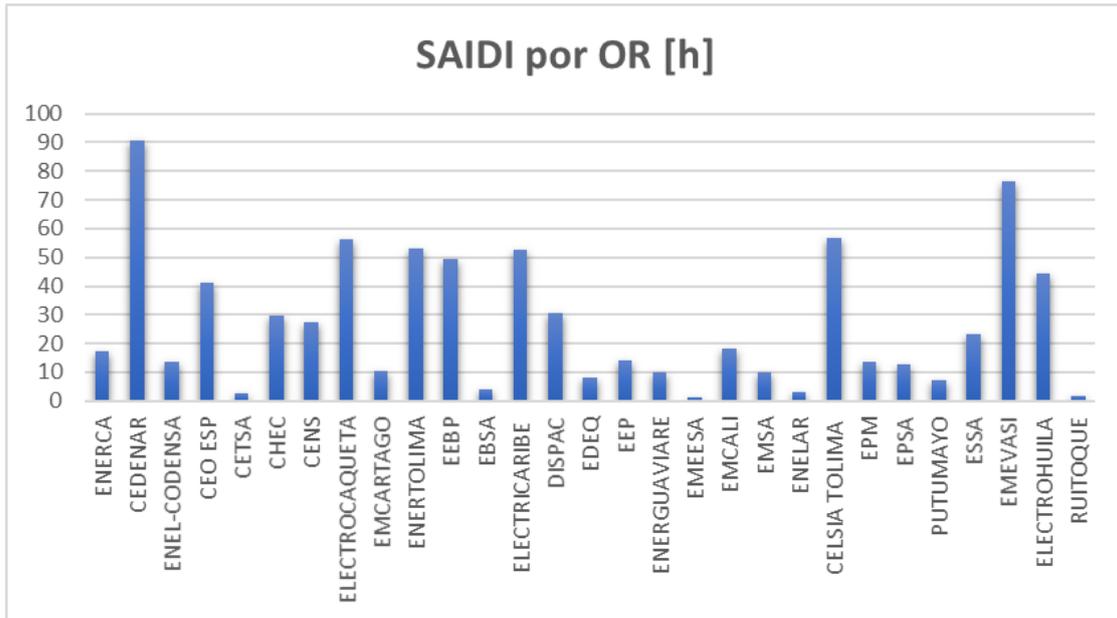


Figura 3-28. Indicador SAIDI por operador de red en horas por año. Elaboración propia. Datos: Informes de gestión OR, Superservicios.

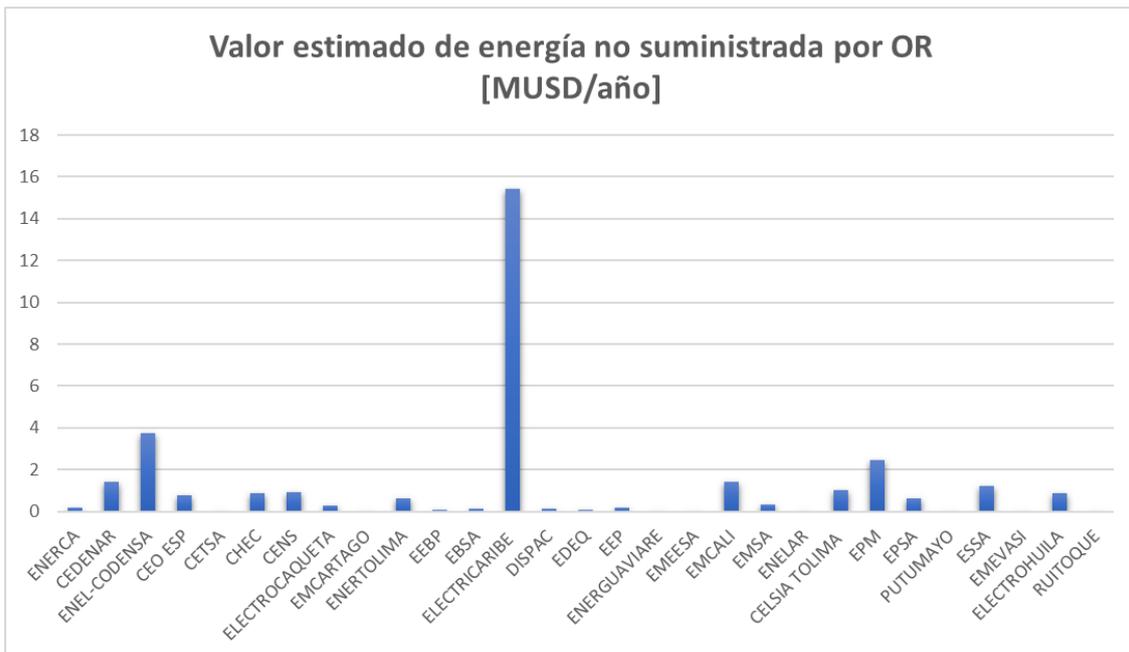


Figura 3-29. Valor estimado de energía no suministrada por OR. Elaboración propia. Datos: Informes de gestión OR, Superservicios.

Al igual que para las pérdidas, se asume una evolución de los beneficios como en la Figura 3-26, considerando un despliegue paulatino de AMI y ADA y tomando como referencia los valores de 2019. En efecto, en otros países se ha demostrado que las tecnologías ADA y AMI ayudan a reducir considerablemente los tiempos de despeje de fallas. Por ejemplo, en Italia, con el proyecto Telegestore de Enel, se ha logrado una reducción del SAIDI de alrededor del 67% (Ruta N, 2015). En Estados Unidos, con el proyecto de CenterPoint's Integrated Smart Grid en Texas se espera una reducción del SAIDI de entre el 50 y el 75% en 10 años (John, 2015). Siendo conscientes de las características propias de las redes de distribución colombianas, se escoge una reducción del 50% del SAIDI a 2030, siendo un poco más conservadores el 66% planteado en el mapa de ruta Smart Grids 2030.

Bajo los supuestos anteriores, se estima un ahorro de 98 MUSD (valor presente 2020) en la ventana de tiempo 2020-2040, el cual se distribuye regionalmente como se muestra en la Figura 3-30.

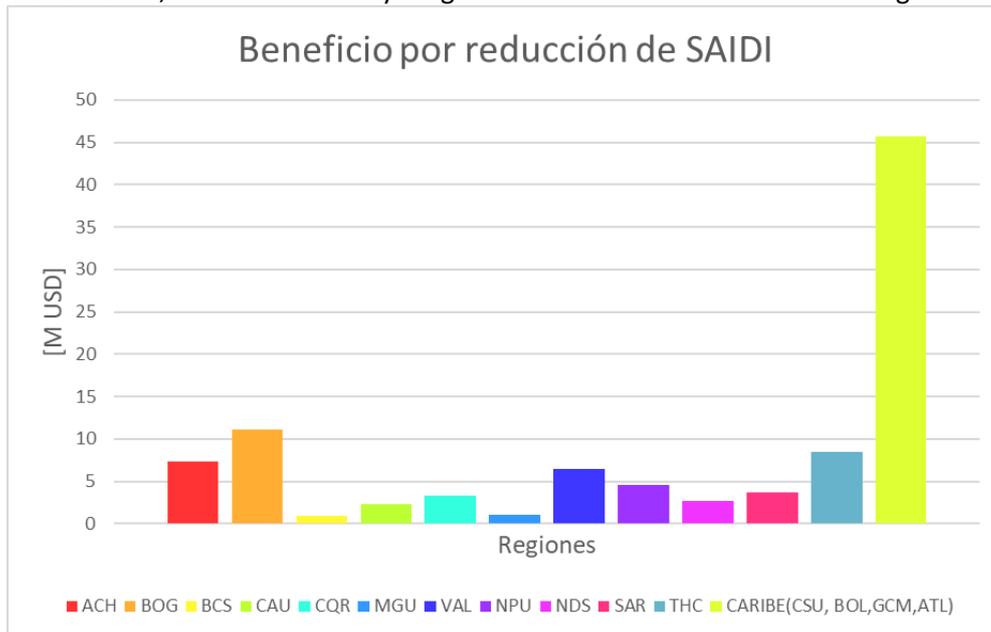


Figura 3-30. Distribución regional de los beneficios por mejora en la calidad del suministro (SAIDI). Elaboración propia.

### 3.2.3 Estimación de beneficio por reducción de costos de lectura

Uno de los beneficios de la implementación de AMI es la reducción de los costos de lectura al automatizar dicha actividad. La CREG en su documento CREG-103 de 2020 estima que el beneficio anual asociado únicamente al concepto de lectura es del orden de 235 mil millones de pesos colombianos o cerca de 72MUSD (a la TRM del 31/12/2019). Dicho valor se distribuye por OR tal y como se muestra en la Figura 3-31, en donde se observa que los ahorros más representativos se presentan en los OR Electricaribe (próximamente AFINIA y AIRE), Enel Codensa y EPM, al ser los OR con mayor demanda atendida.

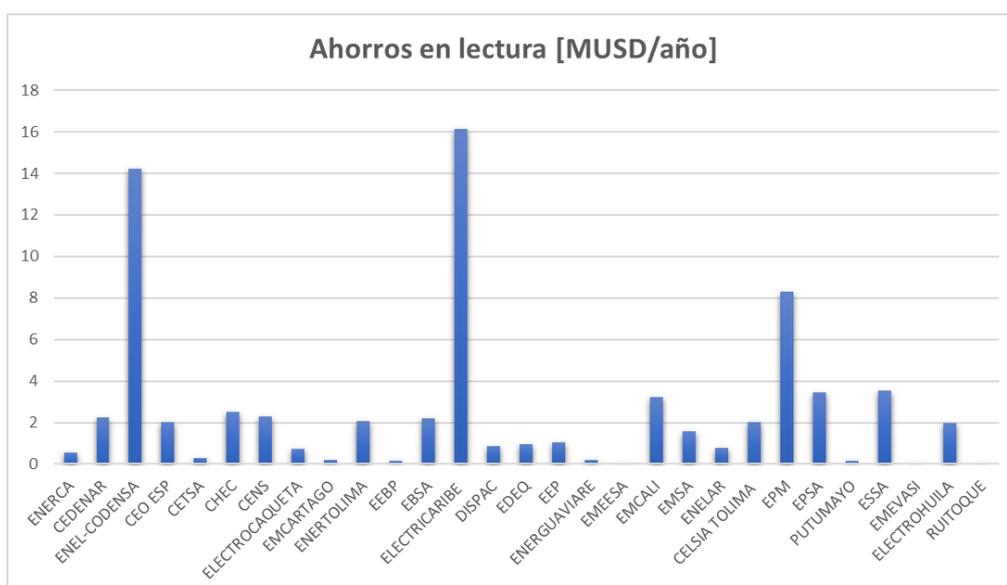


Figura 3-31. Distribución de ahorros en lectura por OR. Elaboración propia. Datos: Documento CREG 103 de 2020

Los ahorros por lectura se asumen: nulos en el periodo 2020-2025, al igual que para los beneficios descritos anteriormente; constantes e iguales a los calculados por el CREG durante el periodo 2025-2030, esto con el fin de ser consistentes con lo expresado por la comisión reguladora en el documento CREG-103 de 2020; y con un incremento constante del 1% por año a partir del 2031 hasta el 2040. Bajo estos supuestos el beneficio por reducción de costos de lectura en un escenario de despliegue de redes inteligentes es de alrededor de 545 MUSD (valor presente 2020), cuya distribución regional se puede observar en la Figura 3-32.

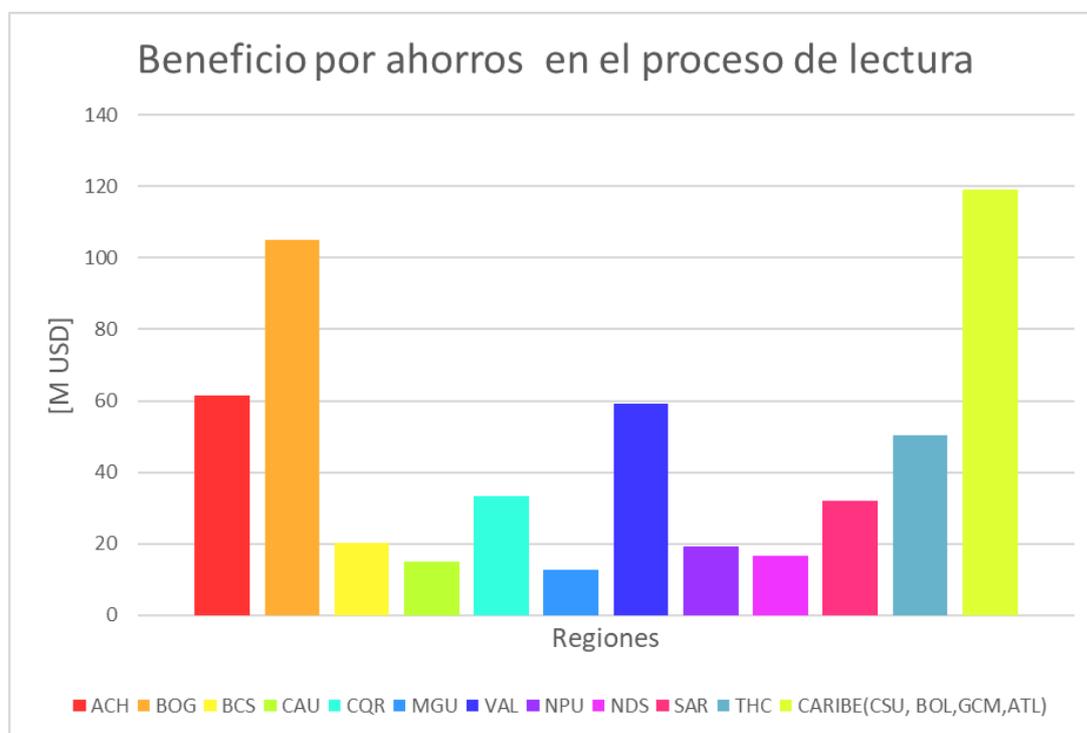


Figura 3-32. Distribución regional del beneficio por ahorros en el proceso de lectura. Elaboración propia.

### 3.3 Cálculo de la relación beneficio - costo para el escenario de 100% de descarbonización al 2040.

En esta sección se presenta un análisis beneficio-costos del despliegue de tecnologías de redes inteligentes para Colombia, en donde se consideran los beneficios identificados con el modelo WeSIM, asociados principalmente con el aumento de la flexibilidad en el sistema eléctrico, y los otros beneficios asociados a las tecnologías de redes inteligentes determinados en la sección 3.3. De igual forma, en el análisis también se incluyen los costos asociados al despliegue de sistemas de medición avanzada (AMI) y de automatización avanzada de la red de distribución (ADA), costos que, a diferencia del de otras tecnologías analizadas en el presente estudio, no habían sido contemplados en el modelo WeSIM. Los valores de las variables económicas usados en los cálculos de esta sección se resumen en la Tabla 3-4.

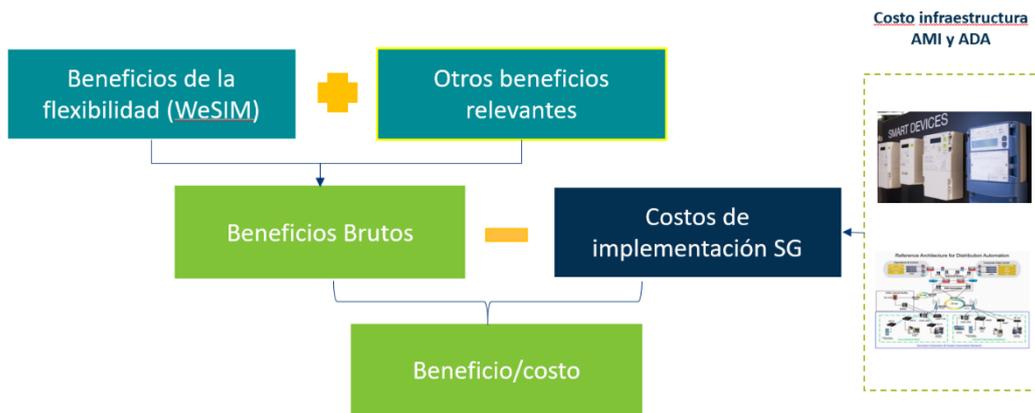


Figura 3-33. Metodología para obtener el beneficio costo total, considerando los resultados de WeSIM y los beneficios adicionales. Elaboración propia.

Tabla 3-4. Valores usados para las variables económicas usadas en el análisis beneficio/costo

Variable	Valor	Referencia
Inflación Anual Proyectada	3%	Banco de la República (Meta 2020)
Costo de Capital (WACC)	7%	Regionalized Discount Rate to Evaluate Renewable Energy Projects in Colombia, Jorge Barrientos Marin, 2020
COL\$ a USD\$	3.277,14	Banco de la República (31 Dic 2019)
EUR\$ a USD\$	1,1226	Banco de la República (31 Dic 2019)

### 3.3.1 Estimación de costos adicionales

En esta sección se cuantifican los costos del despliegue de tecnologías de AMI y ADA, los cuales serán integrados posteriormente al análisis de costo-beneficio. Para esto, se asumen los despliegues mostrados en la Figura 3-34 y en la Figura 3-35, para AMI y ADA, respectivamente. El escenario de despliegue para AMI se construyó teniendo en cuenta la meta del gobierno de tener como mínimo el 75% de usuarios conectados al SIN con AMI, tal y como se estableció en la resolución 4 0483 de 2019 de MinMinas. Dicha meta representa alrededor de 11 millones de usuarios con AMI a 2030, considerando el número de usuarios reportados en el Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios (SUI), que a diciembre de 2019 era de 14'682.862. Posterior a 2030, se asume un despliegue lineal hasta alcanzar el 100% de usuarios con AMI a 2040.

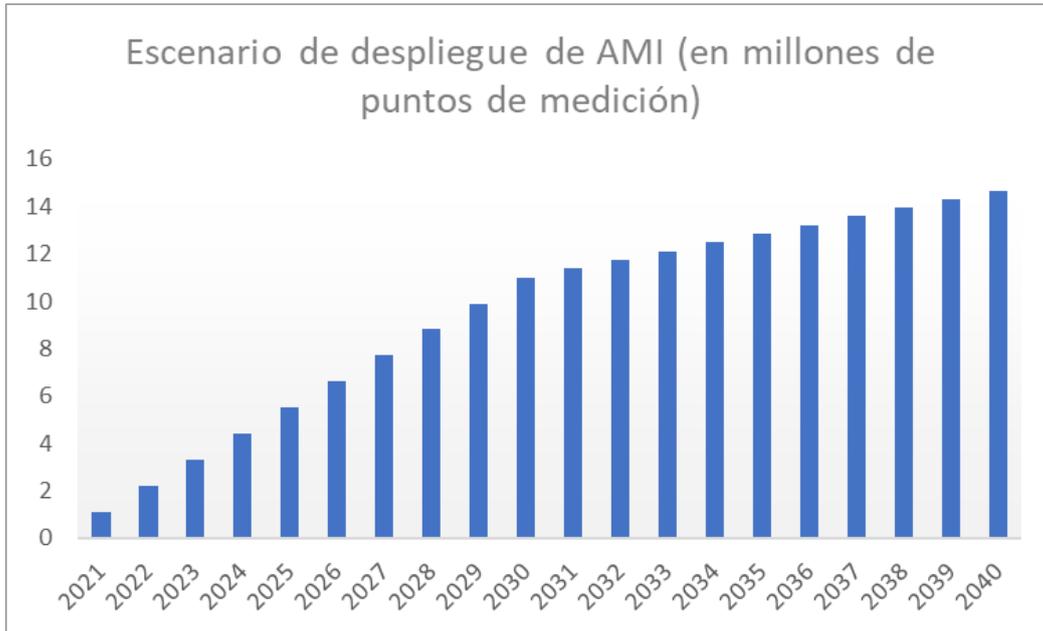


Figura 3-34. Escenario de despliegue de AMI. Elaboración propia.

Para construir el escenario de despliegue para ADA, se establece que a 2030 se tendrán automatizados el 20% de los cerca de 5000 circuitos alimentadores en la red de distribución del SIN, considerando la información presentada en (MinMinas, 2016). Posterior al 2030, se asume un crecimiento lineal hasta llegar al 30% en 2040, esto considerando el costo que este salto tecnológico puede representar para las pequeñas compañías y la falta de claridad con respecto a los incentivos para la implementación de esta tecnología a la fecha.

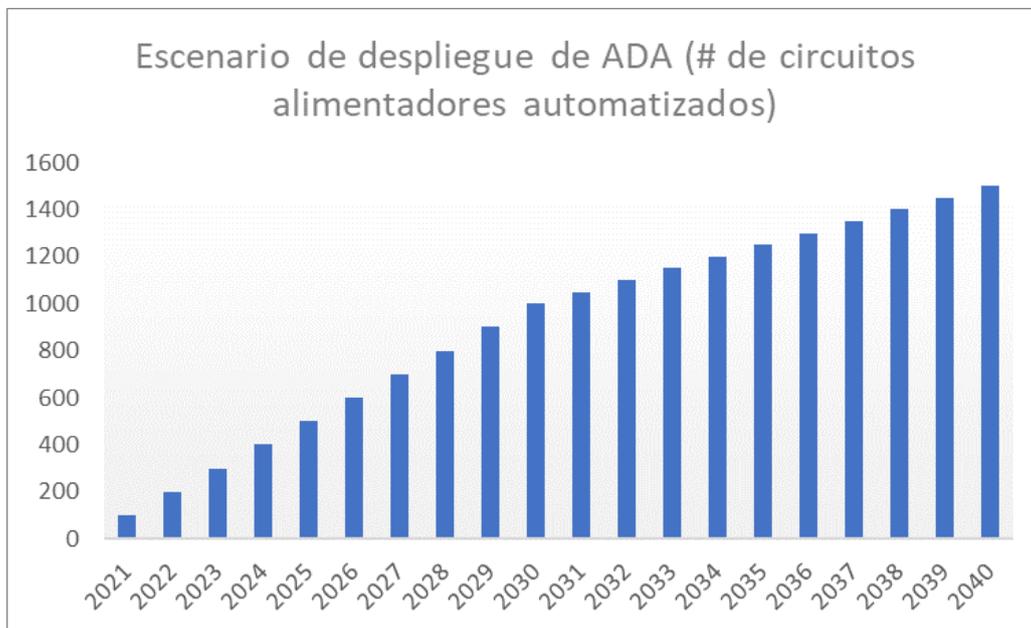


Figura 3-35. Escenario de despliegue de ADA. Elaboración propia.

Bajo el escenario de despliegue de AMI descrito previamente y considerando un costo por punto de medición AMI de 150 USD, con base en lo reportado en la circular CREG 003 de 2020 para un escenario medio, y un costo de implementación y operación del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI) de 300MUSD durante el periodo analizado, con base en la experiencia del Reino Unido al

implementar un agente similar (Department for Business, 2019), se calcula un costo de despliegue de AMI de 1584 MUSD (valor presente 2020) .

Para el caso del ADA, calcular el costo de automatización de un circuito alimentador no resulta evidente, dado el gran número de equipos y proveedores que pueden estar presentes en dicho proceso. Es por lo que, para calcular un valor aproximado por circuito, se consultaron diversos proyectos de ADA y se hizo un promedio de los costos asociados a dicho despliegue, tal y como se presenta en la Tabla 3-5. En este sentido, el costo de despliegue asumido en este análisis es de 0.37MUSD por circuito alimentador. Con dicho costo y el escenario de despliegue de la Figura 3-35 se obtiene un costo de despliegue de ADA de 326 MUSD en el periodo analizado de 2020-2040.

**Tabla 3-5. Costo promedio de ADA por circuito alimentador. Datos de: (US DEPARTMENT OF ENERGY, 2016) (CESI S.p.A, 2013)**

Proyecto/País	Costo ADA por circuito alimentador [MUSD]
NOVEC	0.09
Electric power Board of Chattanooga	0.21
EDISON	0.32
Center Point Energy	0.64
PPL Electric Utilities corporation	0.76
PEPCO-DC	0.43
Arabia Saudita	0.13
<b>Promedio</b>	<b>0.37</b>

Con los costos y beneficios estimados en las subsecciones anteriores, tanto los obtenidos con WeSIM como los adicionales, se procede a efectuar el análisis beneficio/costo siguiendo la metodología mostrada en la Figura 3-33. Para esto, se debe tener en cuenta que las simulaciones efectuadas con WeSIM arrojan resultados anualizados de los beneficios por flexibilidad para el año simulado (ej. 2030, 2040). Como se mencionó previamente, dichos beneficios están relacionados con los ahorros en inversiones de distribución, transmisión y generación gracias al despliegue de las tecnologías de redes inteligentes. Estos beneficios en 2030 son de 42 MUSD y en 2040 son de 726MUSD para un escenario de descarbonización de 100%. Con estas dos referencias en el tiempo, es posible asumir una distribución de dichos beneficios en el tiempo, tal y como se muestra en la Figura 3-36, considerando aspectos como el despliegue paulatino de tecnologías de redes inteligentes descrito anteriormente y una penetración mayor de energías renovables en el periodo de tiempo 2031-2040, lo que resulta en mayores requerimientos de flexibilidad y , por ende, mayores beneficios por proveer dicha flexibilidad.

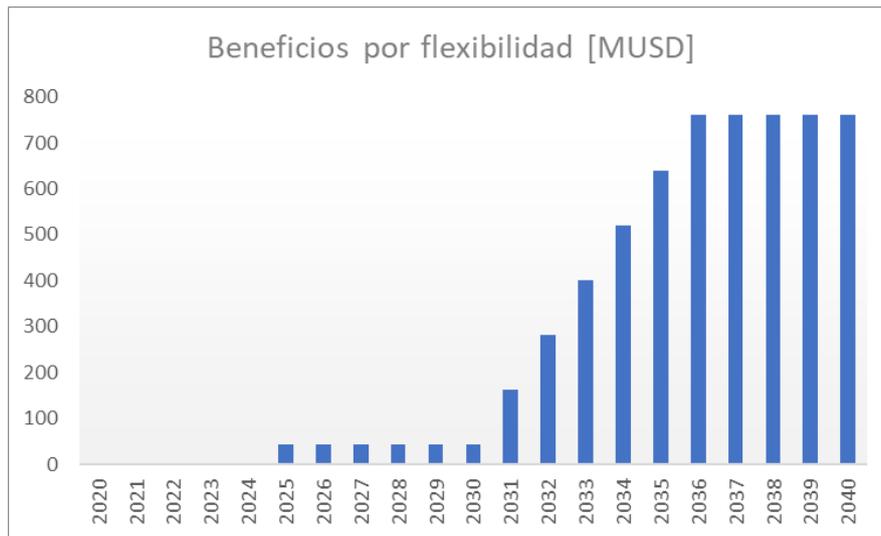


Figura 3-36. Escenario supuesto de variación del beneficio de flexibilidad. Elaboración propia.

En la Figura 3-37 se observa la distribución de los beneficios, en donde se puede observar que las pérdidas (61%) y la flexibilidad (30%) son los mayores beneficios de las redes inteligentes para el caso de estudio analizado (horizonte de evaluación 2021-2040). Esto es relevante pues, gracias al análisis sistémico efectuado con WeSIM, nuestro estudio muestra la importancia de tener en cuenta los beneficios por flexibilidad en los análisis económicos que se efectúen para evaluar el despliegue de proyectos de redes inteligentes y, por consiguiente, la importancia de hacer esfuerzos regulatorios para que dichos beneficios sean reconocidos a los inversionistas.

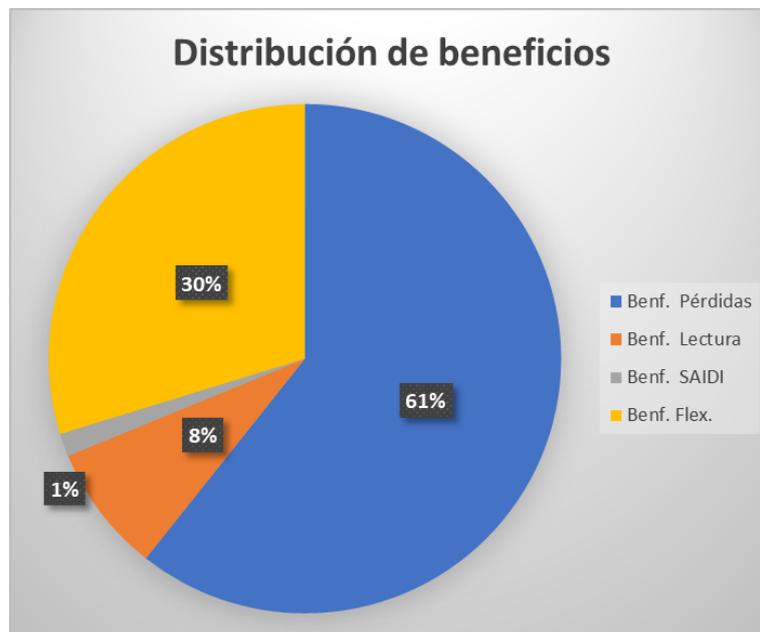


Figura 3-37. Distribución de beneficios para el horizonte 2021-2040. Elaboración propia.

La Figura 3-38, por su parte, muestra como los beneficios de flexibilidad van tomando mayor relevancia hacia el 2040, año en el que dichos beneficios representan el 45% de los beneficios totales estimados para ese año. Lo anterior debido a una mayor penetración de energías renovables para descarbonizar el sistema eléctrico y, por consiguiente, una mayor demanda de flexibilidad.

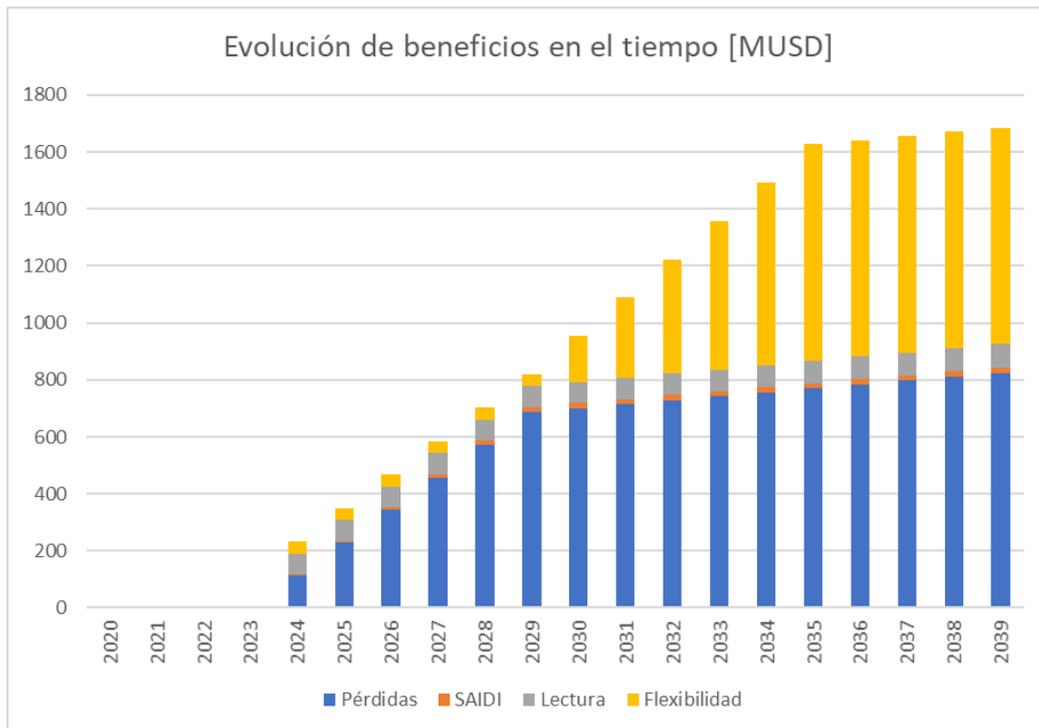


Figura 3-38. Evolución de los beneficios en el tiempo. Elaboración propia.

Finalmente, la Figura 3-39 nos muestra que en el 2029 el valor presente neto del despliegue de tecnologías de redes inteligentes comienza a ser positivo, demostrando que para este año se supera el punto de equilibrio económico.

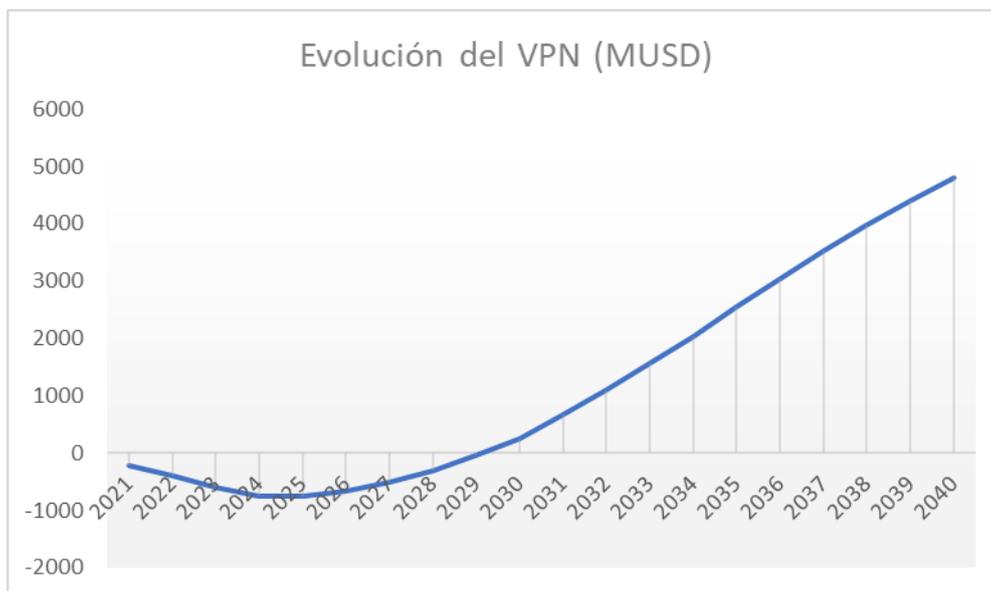


Figura 3-39. Evolución del VPN en el tiempo. Elaboración propia.

Los resultados del análisis de beneficio/costo muestran que las inversiones en tecnologías de redes inteligentes son compensadas por los beneficios de estas en el año 2029. Por otro lado, se observa que, si bien a corto plazo el beneficio de flexibilidad no tiene gran participación en el beneficio total de las redes inteligentes, a mediano plazo dicho beneficio representa cerca del 45% del total de los beneficios en el 2040, lo anterior como consecuencia de una mayor penetración de ERNC y por consiguiente una mayor demanda de flexibilidad.

## 3.4 Resumen de resultados

Los resultados de nuestro estudio indican que la flexibilidad de la demanda que permite las redes inteligentes, bajo un adecuado marco regulatorio y de mercado que posibilite la provisión de dicha flexibilidad por parte de los usuarios, generará para el sistema importantes ahorros con respecto a la necesidad de refuerzos o construcción de nueva infraestructura de red (es decir de transformadores, líneas o alimentares, y equipos de control y operación asociados). La magnitud de los ahorros presentados corresponde a valores obtenidos con respecto al caso sin presencia de red inteligente, y se observa que la magnitud de estos ahorros es más considerable en el largo plazo, según mayor sea el objetivo de descarbonización. Sin embargo, para que se posibilite dicho beneficio, se requiere hoy de una inversión adicional a la inversión base (o de '*Business as usual*'- BAU) de las empresas eléctricas.

Si bien a corto plazo (horizonte a 2030) la reducción de pérdidas es el beneficio más relevante, nuestro estudio indica que a largo plazo (2030-2040) la flexibilidad provista por las tecnologías de redes inteligentes es considerablemente superior al de reducción de pérdidas, y ello en todas las regiones. Por consiguiente, concluimos que se debe tener en cuenta dicho aspecto al momento de incentivar las inversiones efectuadas por los operadores de red.

Por otro lado, incluso cuando las empresas tienen un margen de reducción de pérdidas poco significativo, el análisis muestra que existen otros beneficios que pudieran justificar la inversión de redes inteligentes ej. los beneficios de lectura y mejora de la calidad del servicio.

Además, es importante destacar que el modelo compara con un caso BAU de una red de transmisión y distribución teórica, dimensionada de acuerdo con sus características topográficas actuales de distribución de la demanda, para abastecer dicha demanda con la adecuada calidad de servicio, pero que no corresponde exactamente a la red existente en cada región de distribución. Por ello, el modelo no recoge particularidades donde pudiera hoy existir déficit de infraestructura y de calidad de servicio. A partir de lo anterior, se sugiere estudiar en mayor detalle el Costo Beneficio, para determinar el caso por cada OR de acuerdo con su realidad actual.

### 3.4.1.1 Hallazgos AMI

**Infraestructura de Medición Avanzada (AMI):** Los sistemas AMI, tienen la capacidad de proporcionar los datos necesarios para la toma de decisiones, así como la ejecución de órdenes y consignas para la operación del sistema eléctrico. Generalmente, esta tecnología está constituida por los equipos de medida, los canales de comunicación y los elementos para el almacenamiento y la gestión de los datos.

El modelo resalta que el beneficio de las tecnologías de flexibilidad se dará en el corto plazo por ahorros por la disminución en la necesidad de reforzar la red de distribución y en el largo plazo, en un escenario de descarbonización, en mayor aprovechamiento de energía renovable y consecuente costo evitado en nueva capacidad instalada.

Región	Ahorro (millón USD anualizados)
Caldas, Quindío, Risaralda (CQR)	8.22
Bolívar (BOL)	7.80
Caquetá, Huila, Tolima (THC)	7.19
Boyacá, Casanare (BCS)	5.38
Cauca (CAU)	5.02
<b>Total</b>	<b>33.60</b>

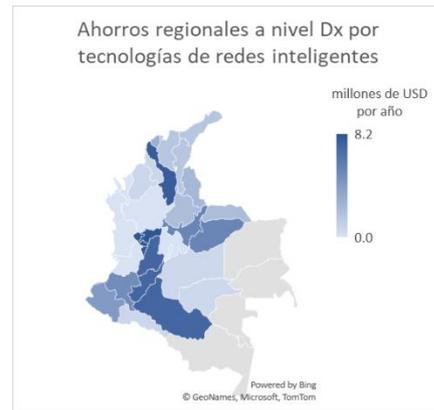


Figura 3-40. Ahorros regionales a nivel Dx por tecnologías de redes inteligentes. Elaboración propia.

Observamos que de los 50 millones de dólares que se estima que se ahorrará el sistema eléctrico colombiano por la implementación de tecnologías flexibles, el 97% de esos beneficios provienen del ahorro en la disminución en la necesidad de reforzar la red de distribución. Esto concuerda con el principal responsable para la implementación de las tecnologías para proveer AMI.

Se observó en el modelo que las cinco regiones más costosas con necesidad de reforzar sus redes son las que mayores beneficios obtienen de una red inteligente a nivel distribución. Las cinco regiones donde se requiere una mayor inversión para garantizar el suministro de electricidad al horizonte 2030, son en el mismo orden las más beneficiadas por la implementación de redes inteligentes. Con las 5 regiones más beneficiadas de CQR, BOL, THC, BCS y CAU, el beneficio suma a 33.60 millones de dólares (Figura 3-40). Estas regiones cuentan con un consumo eléctrico mayormente residencial y por lo tanto motiva a observar a nivel residencial las posibles soluciones. Un despliegue masivo de AMI contribuiría a obtener este beneficio.

A largo plazo en el 2040 y 2050, en un escenario de descarbonización al 100% vemos un valor aumentado de las redes inteligentes al reducir la necesidad de capacidad de generación renovable que no se utilizaría. El beneficio de las redes inteligentes en 2040 y 2050 superan los 10.000 millones de dólares anualizados, resaltando la creciente importancia de las redes inteligentes, especialmente en un escenario de descarbonización.

### 3.4.1.2 Hallazgos DSR/ES

**Recursos distribuidos (DER):** Esta tecnología habilita el uso de sistemas de micro generación (generación en baja tensión) y el almacenamiento de energía en diferentes nodos del sistema. Gracias a su característica de estar conectados en las redes de baja y media tensión, generalmente mucho más cerca a los consumidores, reduce las pérdidas técnicas asociadas al transporte y mejora la eficiencia de la red, además, con un sistema de control adecuado, puede prestar servicios complementarios a la red en los momentos críticos o de contingencia, lo que permite aumentar los niveles de calidad de la energía suministrada y reducir la dependencia a los grandes generadores; además esta tecnología habilita la participación de los usuarios como generadores (Prosumidores), condición que brinda beneficios económicos a los usuarios.

Los resultados del modelo sugieren que existe un potencial importante en promover cambios pequeños en el comportamiento de la demanda. Vemos una disminución en todos los escenarios en el pico de la demanda a nivel de la distribución lo que se traduce en un menor requerimiento de refuerzo de las líneas de distribución. Por otro lado, vemos que existe un beneficio muy importante en un

escenario de descarbonización completa del sector eléctrico colombiano. Pues el modelo sugiere que Colombia requiere mucha generación renovable para proveer un mix energético limpio y por lo tanto requiere que la demanda se mueva levemente con la disponibilidad de la generación.

### 3.4.1.3 Hallazgos EV

**Vehículo eléctrico (VE):** Esta tecnología representa un importante desafío para las redes eléctricas del futuro, puesto que deben permitir la integración de este nuevo tipo de demanda, la cual presenta claras ventajas medioambientales al sustituir los vehículos basados en combustibles (fósiles). Los vehículos eléctricos suponen una oportunidad para mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico dado a que la recarga de sus baterías puede realizarse en el momento elegido por los usuarios y/o por el operador de la red. Un adecuado control de dicho proceso implica una capacidad de gestionar la demanda, posibilitando el aplanamiento de la curva de carga. Un nivel de funcionalidad más avanzado del VE es el llamado V2G (Vehicle to Grid), que implica que el vehículo es capaz no solo de cargar su batería cuando se conecta a la red eléctrica sino también de descargar a la misma la energía existente en su batería. Contar con vehículos eléctricos V2G conectados a la red con el control y supervisión proporcionado por una RI permite, por tanto, disponer de un recurso energético que, en determinadas condiciones, puede proporcionar un suministro eléctrico adicional para abastecer la demanda del sistema.

La electromovilidad tiene un impacto en la red de distribución por su incidencia en el nivel de consumo de energía y potencia del sistema.

En el modelo se resalta el impacto que tiene la carga de los vehículos eléctricos en la red de distribución, lo que se traduce en necesidades de invertir en refuerzos de estas redes para operar esta tecnología de transporte.

Con el objetivo de reducir el costo asociado a estos refuerzos, se ha identificado la utilidad de inducir cambios en el comportamiento de carga de los usuarios de estos vehículos. Adicionalmente, este perfil de carga permite beneficiarse de la generación de energía limpia y barata proveniente de las fuentes renovables.

### 3.4.1.4 Hallazgos ADA

**Automatización de la red de distribución. (ADA):** La automatización de las redes de distribución, permite maximizar la integración de los recursos energéticos distribuidos, así como mejorar los niveles de calidad del suministro de energía eléctrica que es ofrecido a los usuarios. Con la integración de tecnologías de automatización en las redes de distribución es posible disminuir los tiempos de falta de continuidad en el suministro, mejorando de manera eficaz los indicadores de calidad.

# 4 Recomendaciones de tecnologías y conocimiento, y sugerencias regulatorias para alcanzar los beneficios de las redes inteligentes

## 4.1 Dimensión tecnológica

A través de los talleres técnicos desarrollados en Bogotá, Cali, Medellín y Barranquilla donde se identificaron los avances en el despliegue de proyectos piloto en redes inteligentes en el país y una visión global de los agentes implementadores de proyectos respecto a barreras regulatorias y barreras tecnológicas que dificultan la implementación de una red inteligente. Estos resultados fueron complementados con los resultados de una encuesta enviada a todos los participantes de los talleres y entrevistas para determinar las capacidades técnicas y humanas existentes entre los agentes del sector eléctrico Colombiano para la integración de tecnologías de redes inteligentes, y la propia experiencia internacional del consultor.

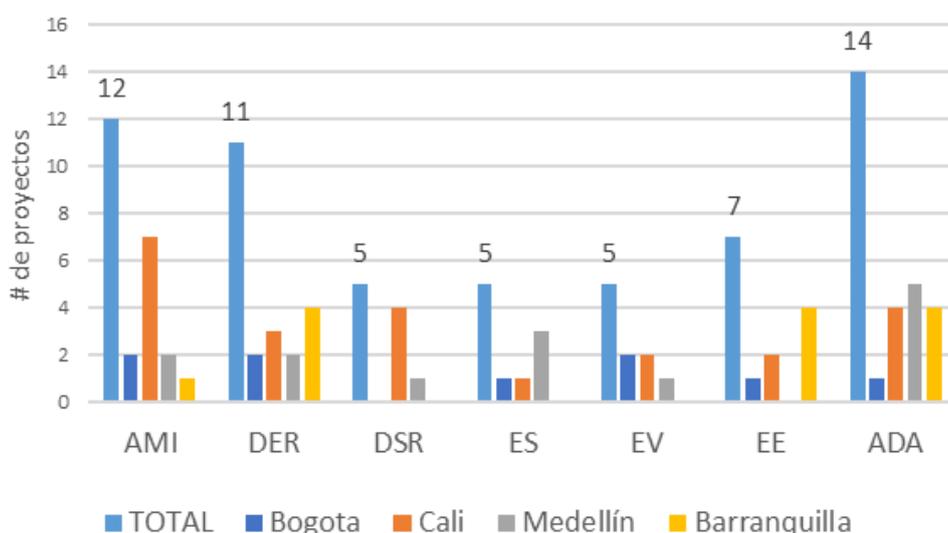


Figura 4-1. Tecnologías de Redes Inteligentes de los proyectos pilotos identificados. Elaboración propia.

Se lograron identificar 60 Proyectos piloto de redes inteligentes, distribuidos por tipos de tecnología según lo indicado en la Figura 4-1. Los pilotos se concentran en tecnologías de medidores inteligentes (AMI) y de automatización de la distribución (ADA). Reducción de pérdidas, calidad de servicio, y eficiencia energética son los principales objetivos que han motivado los pilotos de redes inteligentes

A pesar de estas iniciativas, aún no se cuenta con un despliegue significativo de redes inteligentes en el país. Se han identificado una serie de proyectos piloto en cuanto a AMI que cubren aún porcentajes muy pequeños de la totalidad de cliente atendidos. Asimismo, en cuanto a proyectos ADA, aún no se cuenta con soluciones avanzadas que impacten de manera considerable los indicadores de calidad del servicio. Por otro lado, existe una demostración tecnológica limitada a muy pequeña escala en los rubros de respuesta a la demanda y almacenamiento de energía. En efecto, se detectaron pocos

pilotos en gestión de la demanda activa y almacenamiento de energía. Por último, respecto a vehículos eléctricos, aún el porcentaje de penetración de esta tecnología no es representativa respecto a su similar de combustión.

Además de las tecnologías se identificaron las fuentes de financiación que utilizan los promotores (ej. Operadores de red, sector privado, gobierno, entre otros) de este tipo de proyectos para su ejecución. Se pudo establecer que en su gran mayoría el despliegue de tecnologías de redes inteligentes se está financiando con fondos propios e inversionistas privados. De la misma forma, se observó que los organismos multilaterales, los créditos bancarios y los recursos públicos son las fuentes de financiación menos utilizadas para llevar a cabo la ejecución de los proyectos piloto. Los resultados de la forma como se financiaron los proyectos piloto se pueden observar en la Figura 4-2.

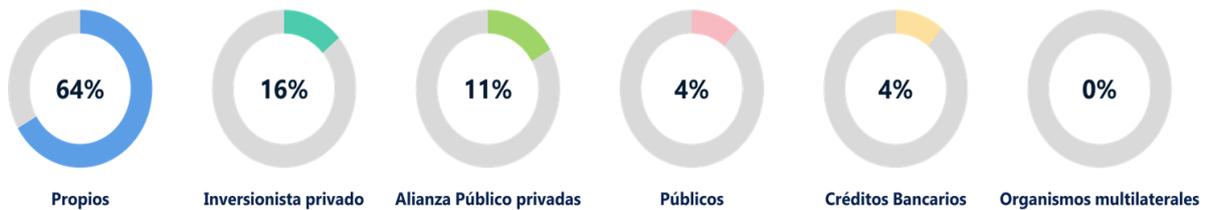


Figura 4-2. Financiación de los proyectos piloto en redes inteligentes. Elaboración propia

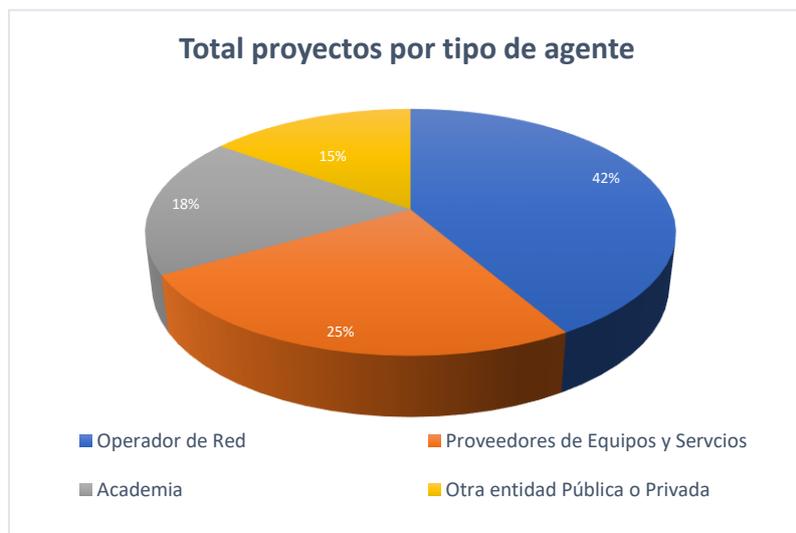


Figura 4-3. Total de proyectos por tipo de agente. Elaboración propia.

En cuanto a las realidades regionales, aunque se observa una ejecución importante de proyectos pilotos en las diferentes regiones, la ciudad de Cali se destaca como la zona en donde mayor número de proyectos piloto fueron identificados. Así mismo, se han identificado zonas en las que unas tecnologías se han desarrollado con mayor rapidez que otras:

- Barranquilla:** Se encontró un desarrollo importante de proyectos pilotos enfocados hacia la tecnología DER, concentrados principalmente a la generación de energía a través de fuentes renovables, ADA, así como de eficiencia energética. En esta región se recomienda iniciar proyectos pilotos enfocados hacia la integración de Vehículos Eléctricos. Así mismo, dentro de la tecnología DER, se recomienda integrar nuevos pilotos sobre respuesta a la demanda y almacenamiento de energía.

- **Cali y Medellín:** En estas regiones se encontraron proyectos pilotos en todas las tecnologías evaluadas. En este sentido, se recomienda continuar integrando proyectos pilotos que permitan evaluar funcionalidades más avanzadas de cada una de las tecnologías. Como caso de ejemplo, se podrían evaluar funcionalidades más avanzadas de la tecnología vehículo eléctrico bajo la modalidad de V2G.
- **Bogotá:** En esta zona del país no se identificaron proyectos piloto de respuesta a la demanda. En este sentido, se recomienda iniciar proyectos piloto de esta tecnología teniendo en cuenta que, si se identificaron proyectos piloto AMI, fundamentales para su puesta en funcionamiento.

Los hallazgos nacionales y regionales detallados más arriba fueron validados y complementados mediante la realización de la encuesta “Capacidades para la integración de tecnologías de redes inteligentes” (Ver Anexo A), en la cual se tuvo respuesta de 108 participantes pertenecientes a los diferentes agentes del sector eléctrico, y cuyos resultados mostraron que, en cuanto al despliegue de funcionalidades basadas en las cuatro tecnologías priorizadas (AMI, DER incluidos DSR y ES, VE y ADA), aún el país se encuentra en una etapa inicial de implementación en donde la mayoría de funcionalidades desplegadas son inherente a la tecnología y no requieren de un tratamiento avanzado de datos e información, esto se puede observar de manera más clara a través de la Figura 4-28.

Por otra parte, como resultado de los talleres regionales, se pudieron identificar cuáles eran las barreras para el despliegue de las tecnologías de redes inteligentes en cada una de las regiones. De manera general, se pudo establecer que la barrera más fuerte que identificaron los participantes en los talleres está enfocada hacia las barreras regulatorias, seguida de las barreras económicas. Así mismo, se observó que el desarrollo de políticas se considera como la barrera que menos afecta el despliegue de las tecnologías de redes inteligentes. Llama la atención que la tecnología no se ve como una barrera importante para el despliegue de redes inteligentes en el país, siendo está catalogada como una barrera leve. En la Figura 4-4 se puede apreciar la clasificación de las barreras de despliegue de tecnologías de redes inteligentes como resultado de las respuestas obtenidas durante la ejecución de los talleres regionales.

De la misma forma, haciendo un análisis de las barreras seleccionadas por región, se identifica que la barrera económica se encuentra entre los dos primeros lugares para las tres regiones. Sin embargo, para la ciudad de Cali, la barrera social fue identificada por los participantes como las más relevantes, caso contrario a lo que se encontró en Medellín y Barranquilla, en donde la barrera social se clasificó como la más leve de todas las barreras propuestas.



Figura 4-4. Clasificación de las barreras por región. Elaboración Propia.

En este sentido, y con base en la información recolectada durante los talleres efectuados, se recomienda:

- Fomentar un panorama claro de regulación que permita a los agentes conocer como podrán desarrollar la integración de las tecnologías de redes inteligentes en el sistema Colombiano.
- Establecer nuevos mecanismos de financiación para los proyectos pilotos de tecnologías de redes inteligentes.
- Garantizar que los usuarios se encuentren plenamente informados respecto a los beneficios que obtendrán de la implementación de las tecnologías de redes inteligentes y, de esta forma, evitar posibles barreras del tipo social.

#### 4.1.1 Hallazgos específicos relacionados a AMI

Para AMI, se pudo observar que la funcionalidad de mayor despliegue es la de lectura remota del medidor, seguida por la de corte y reconexión. Sin embargo, también se observó que se encuentra en despliegue funcionalidades como tarifas preferenciales o servicios complementarios que requieren de un tratamiento y procesamiento más avanzado de los datos recolectados e inclusive se detectaron funcionalidades más complejas, por su necesidad de procesamiento y disponibilidad de datos, como la integración de mediciones AMI en los planes de expansión de la red o detección de fallas a partir de la información AMI.

Claro ejemplo de ello es que, respecto a la implementación de AMI, aún no se cuenta con un despliegue mayor al 20 % y en un importante número de casos las empresas aún no han iniciado el despliegue de esta infraestructura como se observa en la siguiente Figura.

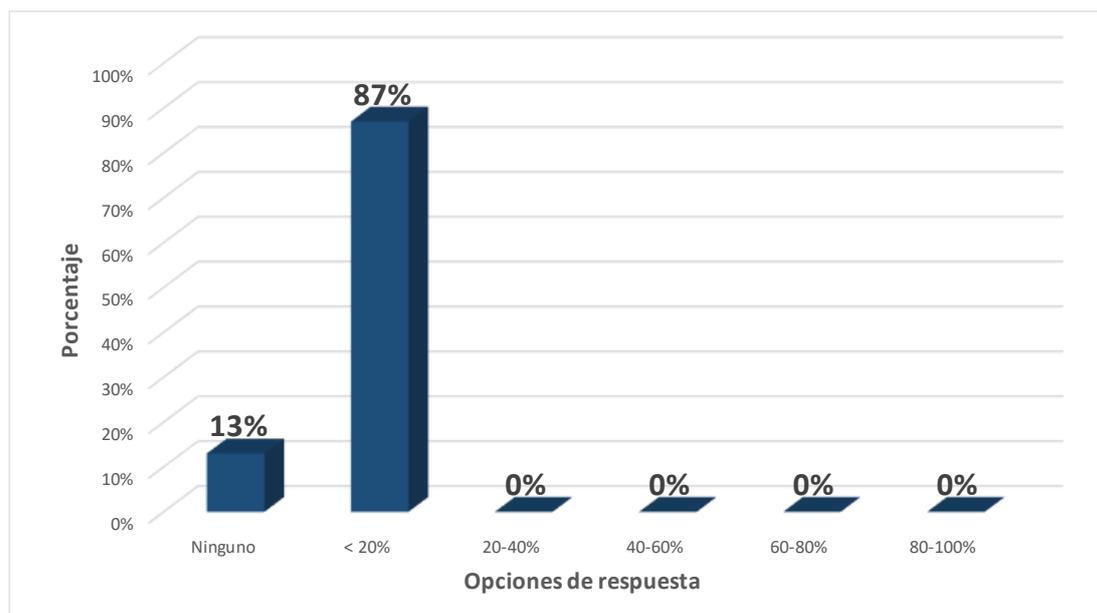


Figura 4-5. Estado del despliegue de AMI. Elaboración propia.

Se observó un avance importante en cuanto a implementación de proyectos pilotos con funcionalidades reducidas. Sin embargo, no se observa un avance importante en cuanto a interoperabilidad que permita ofrecer a los usuarios nuevos servicios.

Para lograr alcanzar funcionalidades mucho más avanzadas es necesaria la implementación de plataformas de servicios y transacciones basadas en tecnologías de cadenas de bloques para garantizar la seguridad de las operaciones y su disponibilidad en el tiempo. La Figura 4-6 esquematiza las etapas que se debieran seguir en siguientes fases de implementación de la tecnología.

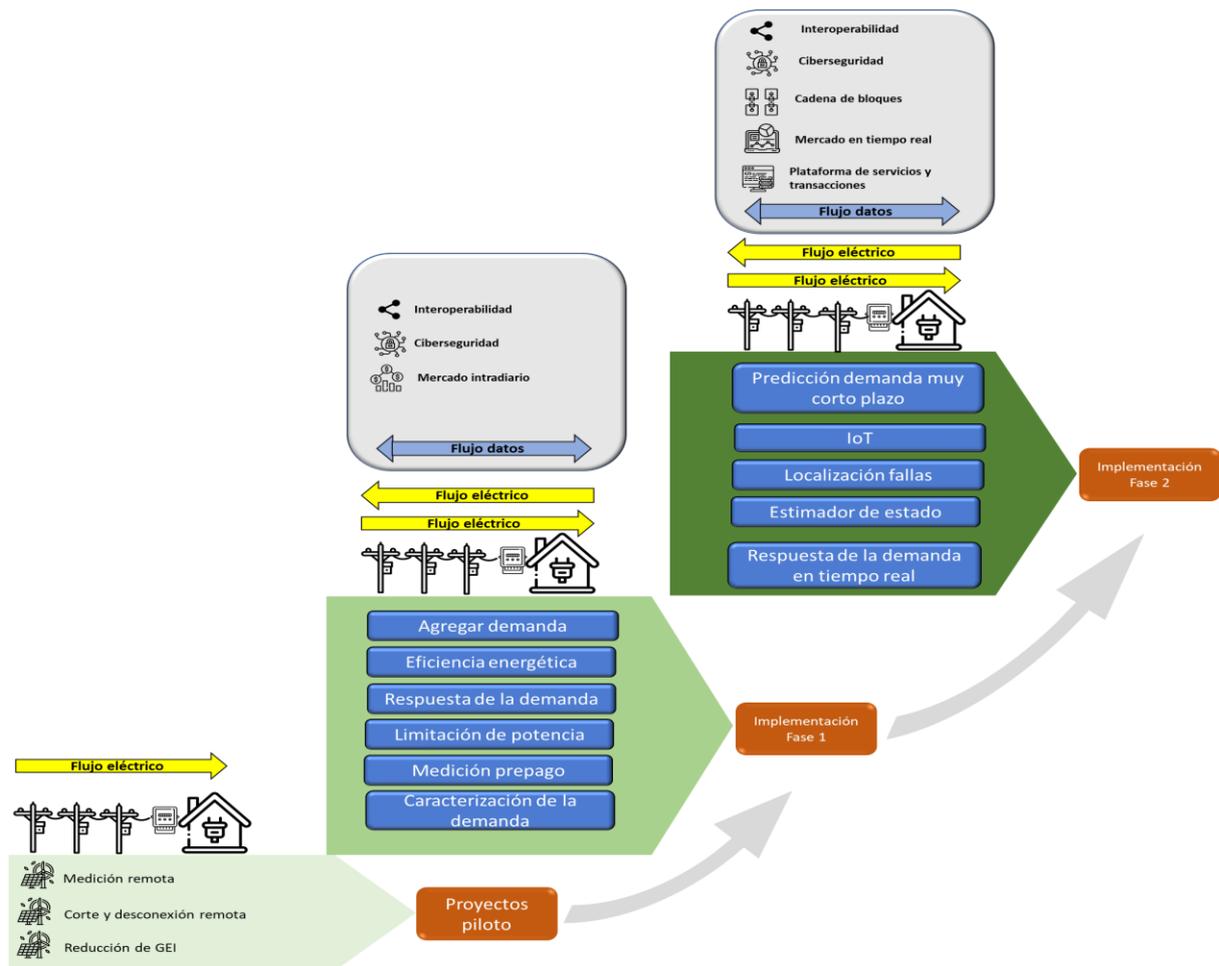


Figura 4-6. Desarrollo por fases tecnología AMI. Elaboración propia.

#### 4.1.2 Hallazgos específicos relacionados a DER, incluido DSR y ES

En cuanto a la tecnología DER se observó que las funcionalidades que se están desplegando son aquellas que requieren de un manejo mucho más avanzado de los datos generados por la tecnología como la agregación de la demanda y la predicción de la generación. Sin embargo, a partir de las respuestas obtenidas no se puede obtener el tipo de agregación de la que están hablando los agentes ni tampoco reconocer el nivel de precisión de los modelos de generación, así como su rango de predicción (corto, mediano y largo plazo).

Respecto al despliegue de DER, se pudo evidenciar un mayor avance en cuanto a la capacidad instalada de esta tecnología, aunque con una clara disminución de proyectos a medida que la capacidad instalada aumenta, como se observa en la Figura 4-7. Respecto al tipo de tecnología que se viene implementando se pudo establecer que prima en mayor medida la generación distribuida. Aplicaciones basadas en el uso de la infraestructura inteligente como los mecanismos de respuesta a la demanda (DSR) y almacenamiento de demanda (ES) aún no son utilizados en mayor medida como se observa en la Figura 4-8, lo que se convierte en un recurso disponible el cual debe ser aprovechado a través de la implementación de aplicaciones.

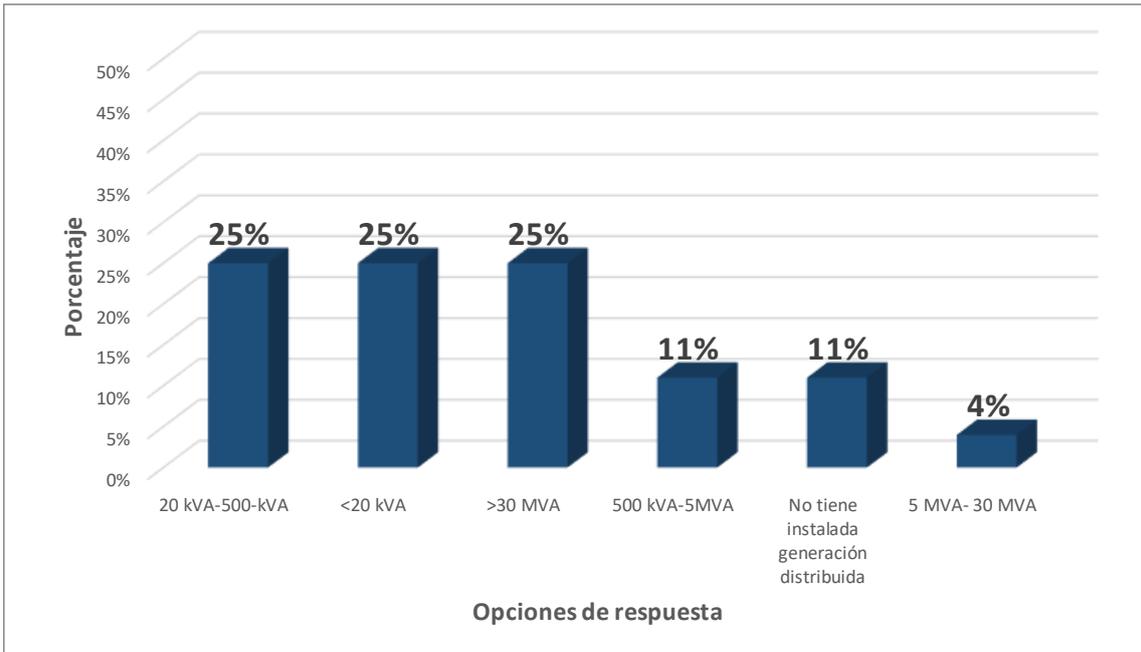


Figura 4-7. Despliegue de recursos energéticos distribuidos. Elaboración propia.

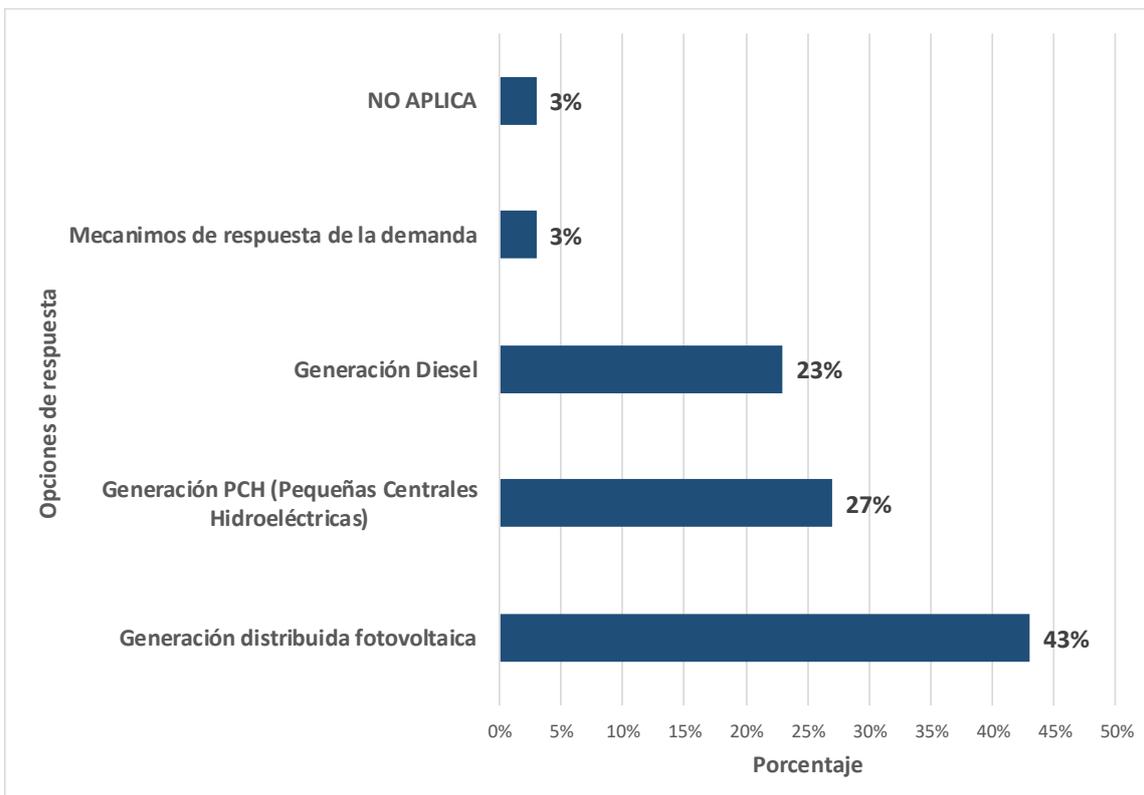


Figura 4-8. Tecnología DER desplegada. Elaboración propia.

En cuando a los DSR, bajo el esquema de implementación actual, únicamente se podrán obtener beneficios de autoabastecimiento de parte de la demanda o aplicaciones de eficiencia energética dejando a un lado la mayor parte de aplicaciones potenciales de esta tecnología.

Con la implementación de nuevos requisitos en interoperabilidad la introducción de AMI y la comunicación con centros de control es posible aumentar los servicios que son ofrecidos a los usuarios. Así mismo, para obtener aplicaciones mucho más avanzadas como sistemas de predicción de generación operación en modo isla o microrredes se requiere del uso de requisitos mucho más exigentes en cuanto a gestión de datos y toma de decisiones. La Figura 4-9 esquematiza las etapas que se debieran seguir en siguientes fases de implementación de la tecnología DSR.

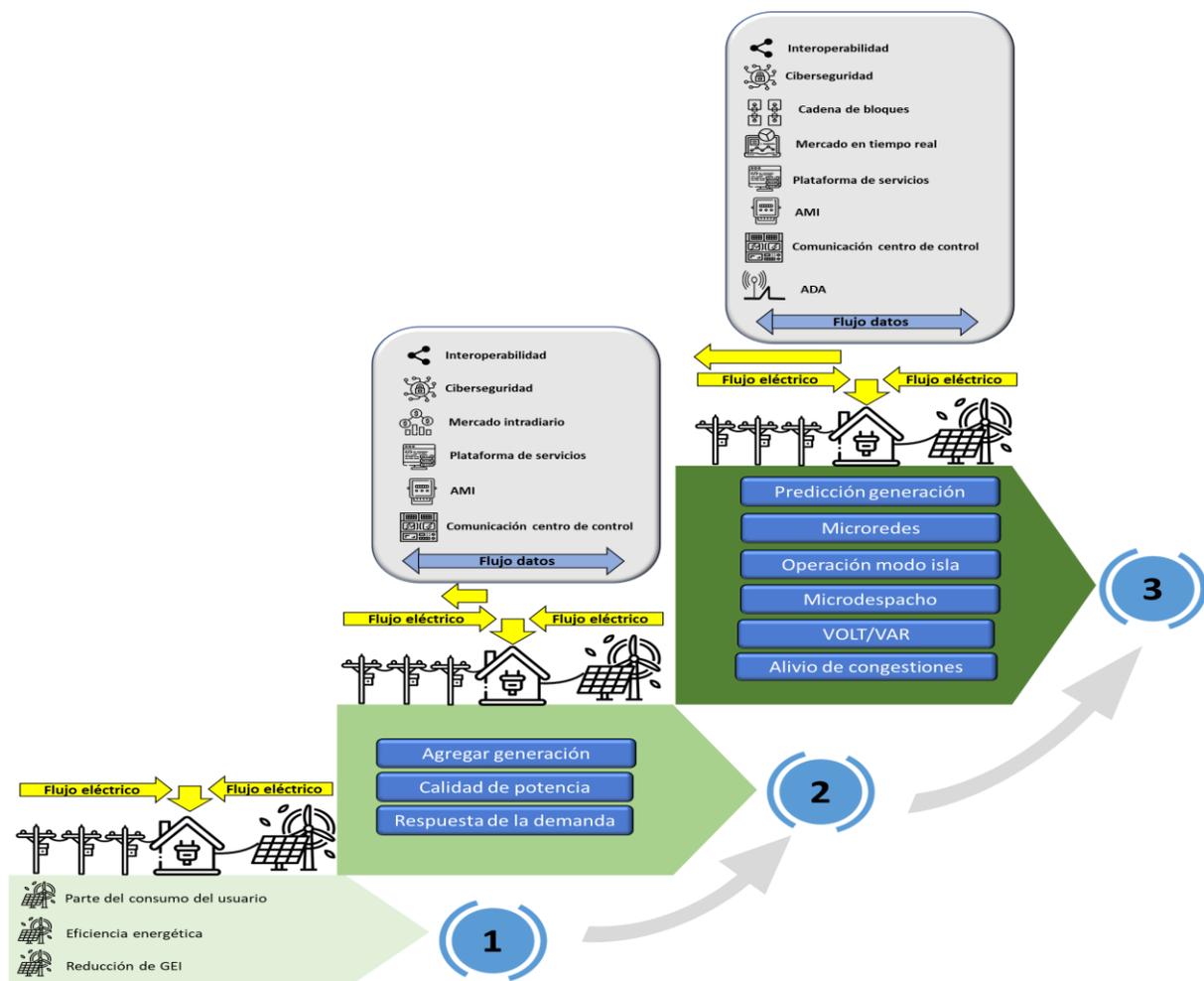


Figura 4-9. Desarrollo por fases tecnología DER/DSR. Elaboración propia.

Por otro lado, en cuanto a ES, es una de las tecnologías con mayor potencial dada su versatilidad y apoyo en la operación de los sistemas eléctricos. Sin embargo, para poder obtener los beneficios potenciales es necesaria la implementación de requisitos tecnológicos que permitan su operación dentro del sistema tal como se esquematiza en la Figura 4-10.

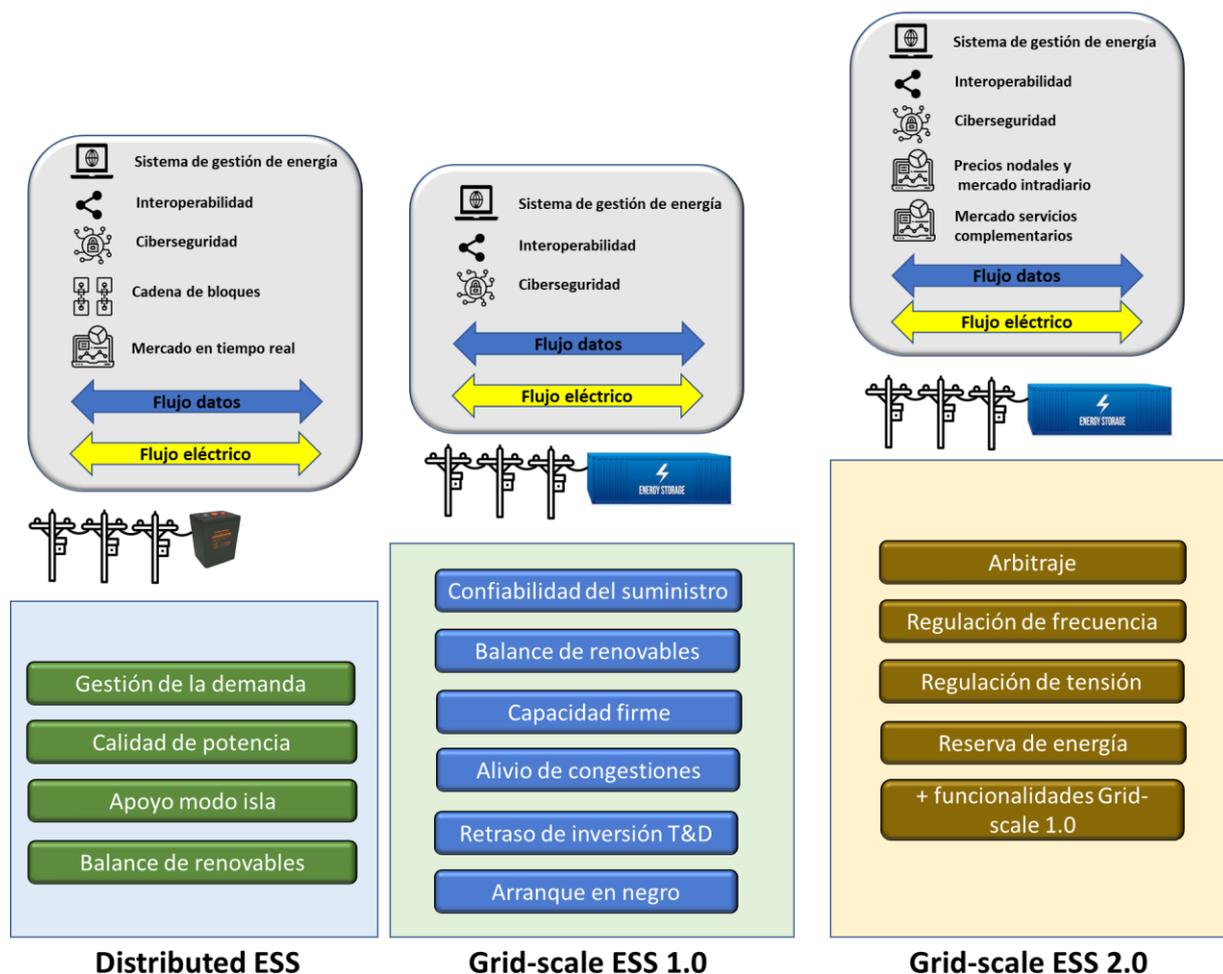
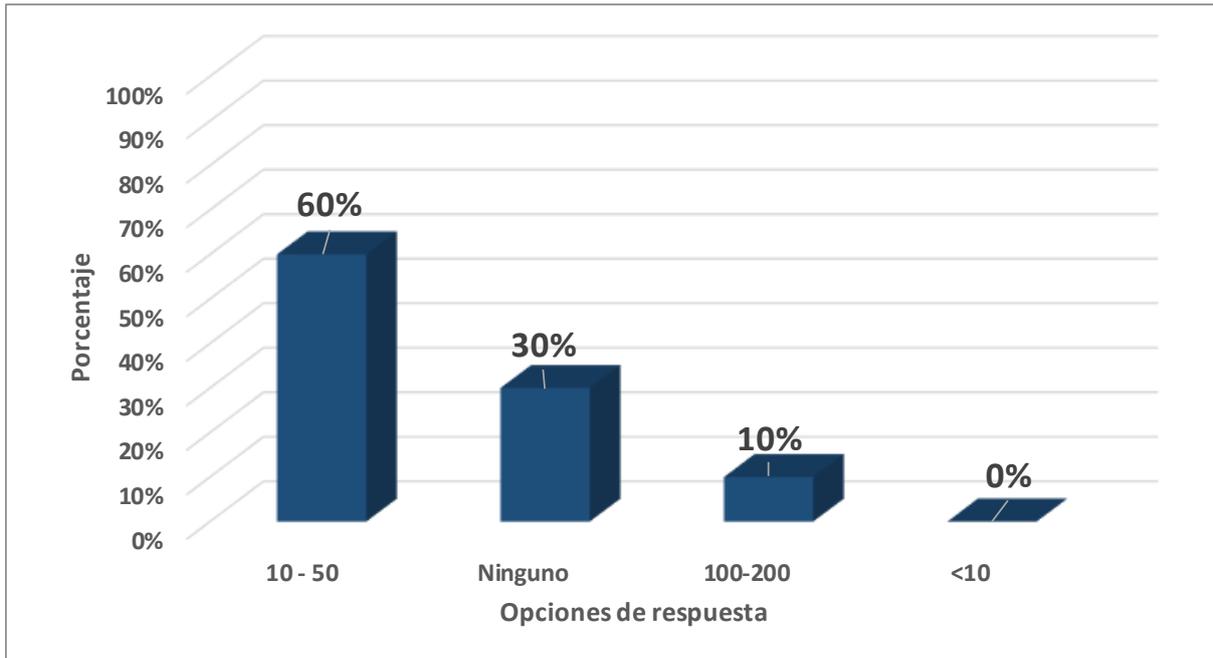


Figura 4-10. Desarrollo de funcionalidades por fases DER/ES. Elaboración propia.

### 4.1.3 Hallazgos específicos relacionados a Vehículos Eléctricos (VE)

Respecto al vehículo eléctrico, llama la atención que aún no se ha desplegado ninguna funcionalidad que requiera del tratamiento de los datos producidos por la tecnología, centrándose todas las repuestas de los encuestados en funcionalidades como carga plana del vehículo y reducción de emisiones por el uso de la tecnología. Esto plantea que el país aún se encuentra en una etapa muy temprana del despliegue de esta tecnología.

Respecto a infraestructura de carga para vehículos eléctricos, se evidenció igualmente que el país se encuentra en una etapa temprana, encontrando pocos cargadores eléctricos instalados aún sobre el sistema como se observa en la Figura 4-11. Aun así, en el corto plazo se espera un aumento en la integración de vehículos eléctricos gracias a las políticas recientemente promulgadas por parte del gobierno nacional, convirtiéndose este tipo de vehículos en parte de la infraestructura eléctrica. En el largo plazo, será posible obtener funcionalidades de tipo V2G en donde será necesaria contar con la infraestructura inteligente para su adecuado funcionamiento.



**Figura 4-11. Despliegue de cargadores de vehículos eléctricos (número de cargadores de vehículos eléctricos).**  
Elaboración propia.

Es una de las tecnologías que promete una mayor tasa de integración en el sistema debido al apoyo a partir de políticas gubernamentales. Sin embargo, aún no se cuentan con los requisitos tecnológicos necesarios para obtener el mayor número de aplicaciones que puede ofrecer esta tecnología.

Los proyectos pilotos que fueron identificados únicamente están enfocados en remplazo de flota existente, sin embargo, aún no se tiene claro la forma como las funcionalidades más avanzadas se integrarán en la operación. Estas funcionalidades más avanzadas se debieran considerar en próximos pilotos tal como se esquematiza en la Figura 4-12

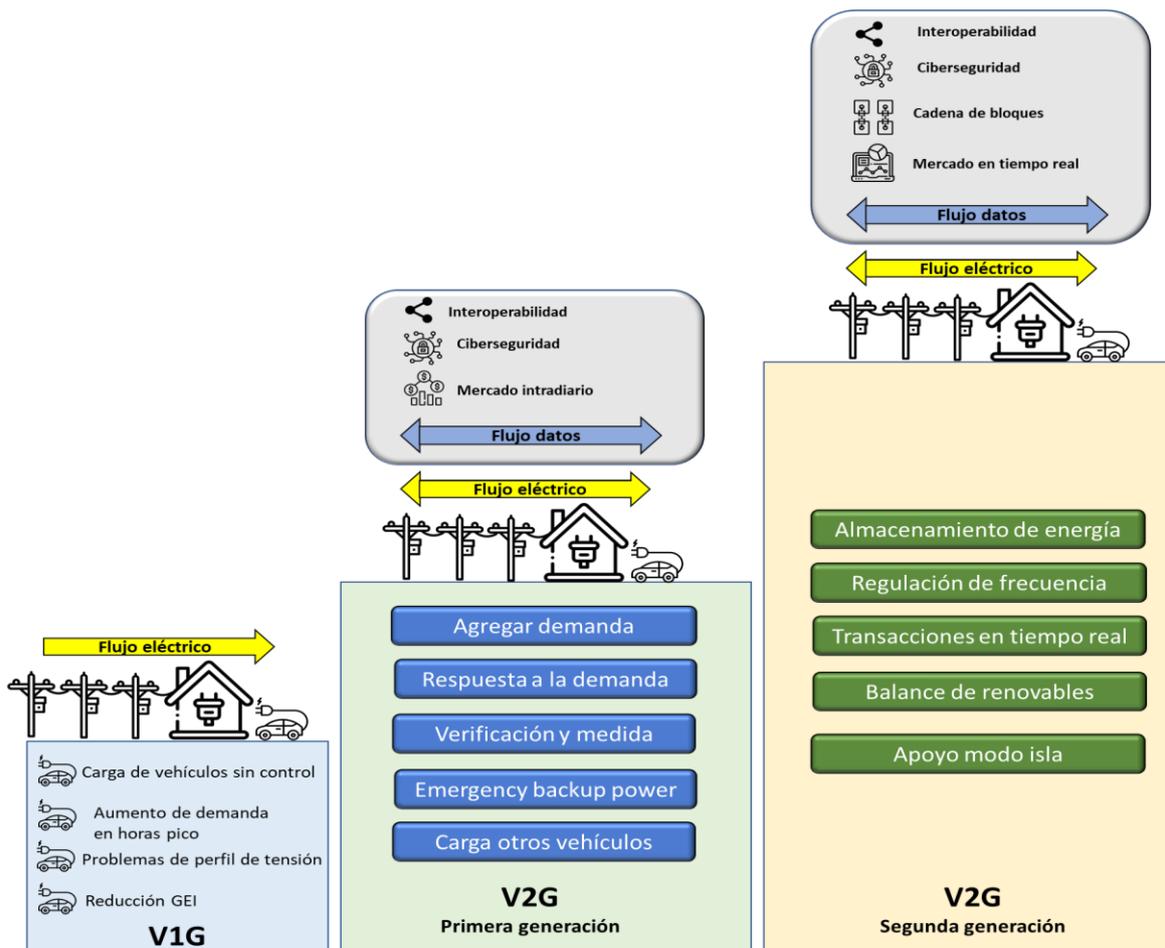


Figura 4-12. Desarrollo por funcionalidades EV. Elaboración propia.

#### 4.1.4 Hallazgos específicos relacionados a ADA

Finalmente, en cuanto a ADA, se observó que, aunque de igual forma las funcionalidades más seleccionadas fueron aquellas que no requieren de un tratamiento de datos avanzados por la tecnología como lo son el monitoreo desde el centro de control o el seccionamiento de redes de manera local. Sin embargo, se observa que funcionalidades como el despeje de fallas o reconfiguración de redes desde el centro de control empieza a tomar fuerza dentro del despliegue de los operadores de red. Así mismo, funcionalidades que requieren de un tratamiento y procesamiento más avanzado de los datos como la localización y el despeje de fallas de manera automatizada empiezan a sobresalir dentro de las repuestas de los encuestados.

A partir de esto, se puede concluir que el despliegue de funcionalidades se encuentra en una etapa muy temprana, destacando el avance de algunas tecnologías como por ejemplo AMI y ADA, en donde se encontraron funcionalidades que requerían un manejo más avanzado de la información y un procesamiento más exigente. De igual forma, en tecnologías como vehículo eléctrico aún no se tienen desplegadas funcionalidades avanzadas para la integración de esta tecnología, enfocándose el despliegue de funcionalidades únicamente a las inherentes de la tecnología, como lo son la carga plana o la reducción de emisiones.

Respecto a la infraestructura desplegada para las aplicaciones ADA, se encuentra un desbalance importante en cuanto al número de reconectores telecontrolados instalados como se observa en la Figura 4-13 Por una parte, se encontró algunas empresas que tiene un número importante de este tipo de dispositivos sobre el sistema alcanzando a representar más del 80% de los reconectores

instalados en sus sistemas. Por otra parte, se encuentran empresas que aún se encuentran en una etapa muy temprana en la integración de esta tecnología sobre sus redes. Los dispositivos de maniobra telecontrolados son esenciales para la puesta en servicio de aplicaciones y funcionalidades que permitan entre otras cosas optimizar la operación del sistema reduciendo los tiempos de falla, reconfigurando la red en caso de ser necesario, o aislando zonas que representen un riesgo para la operación.

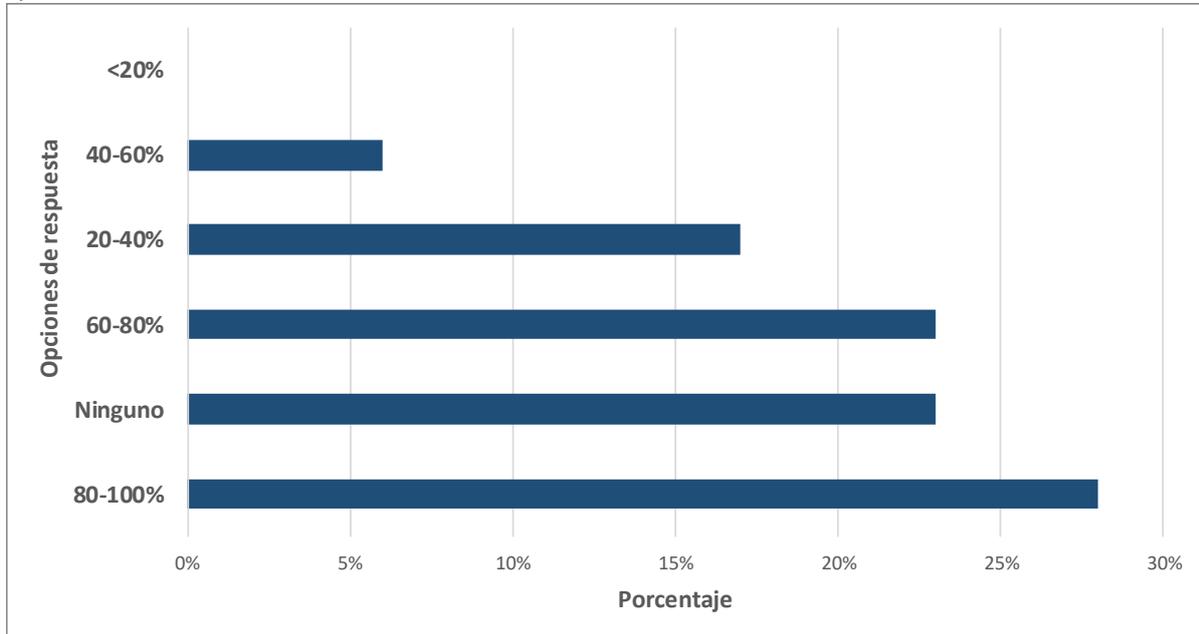
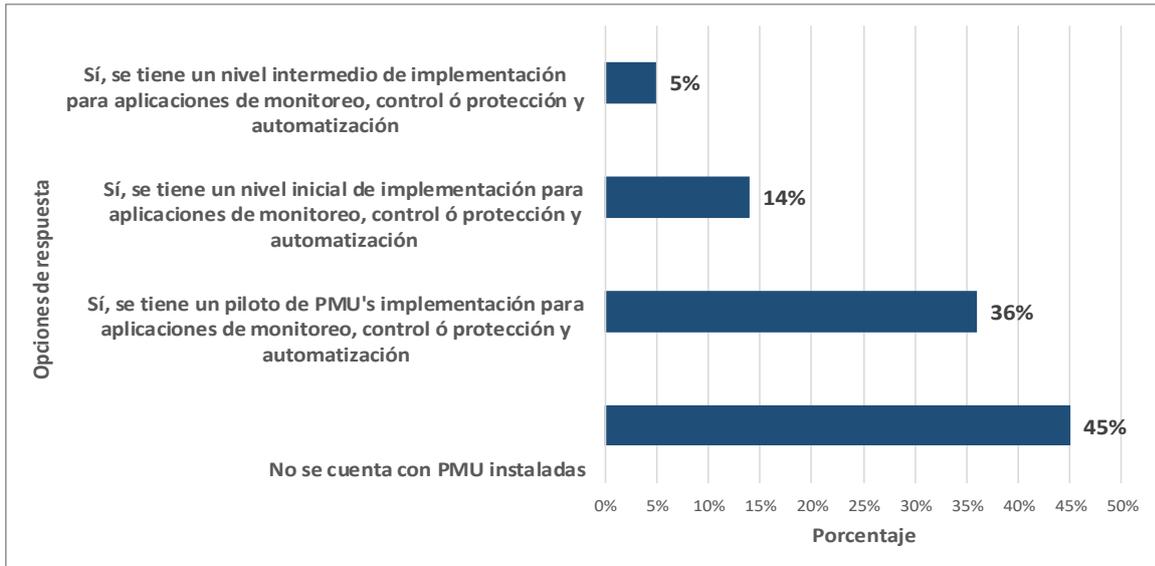


Figura 4-13. Cantidad de reconectores telecontrolados. Elaboración propia.

Así mismo, se indagó sobre la presencia de unidades de medición fasorial, dado que estos dispositivos se han identificado como elementos fundamentales para la evolución de las estrategias de monitoreo de los sistemas eléctricos de potencia. Así mismo, bajo un esquema WAMS, la información fasorial tendrá la posibilidad de utilizarse en esquemas de protección, algoritmos de automatización y aplicaciones de control. A través de la encuesta se pudo establecer que la mayoría de las empresas eléctricas aún no cuentan con este tipo de dispositivos o se encuentran en etapas de pilotos de integración como se observa en la siguiente Figura.



**Figura 4-14. Despliegue de emisión fasorial. Elaboración propia.**

La mayor parte de proyectos pilotos identificados estaba enfocados hacia la operación remota de sistemas de distribución. Sin embargo, como se observa en la Figura 4-15 aún falta mucho en cuanto a implementación de requisitos tecnológicos que permitan obtener la totalidad del potencial que esta tecnología puede llegar a ofrecer.

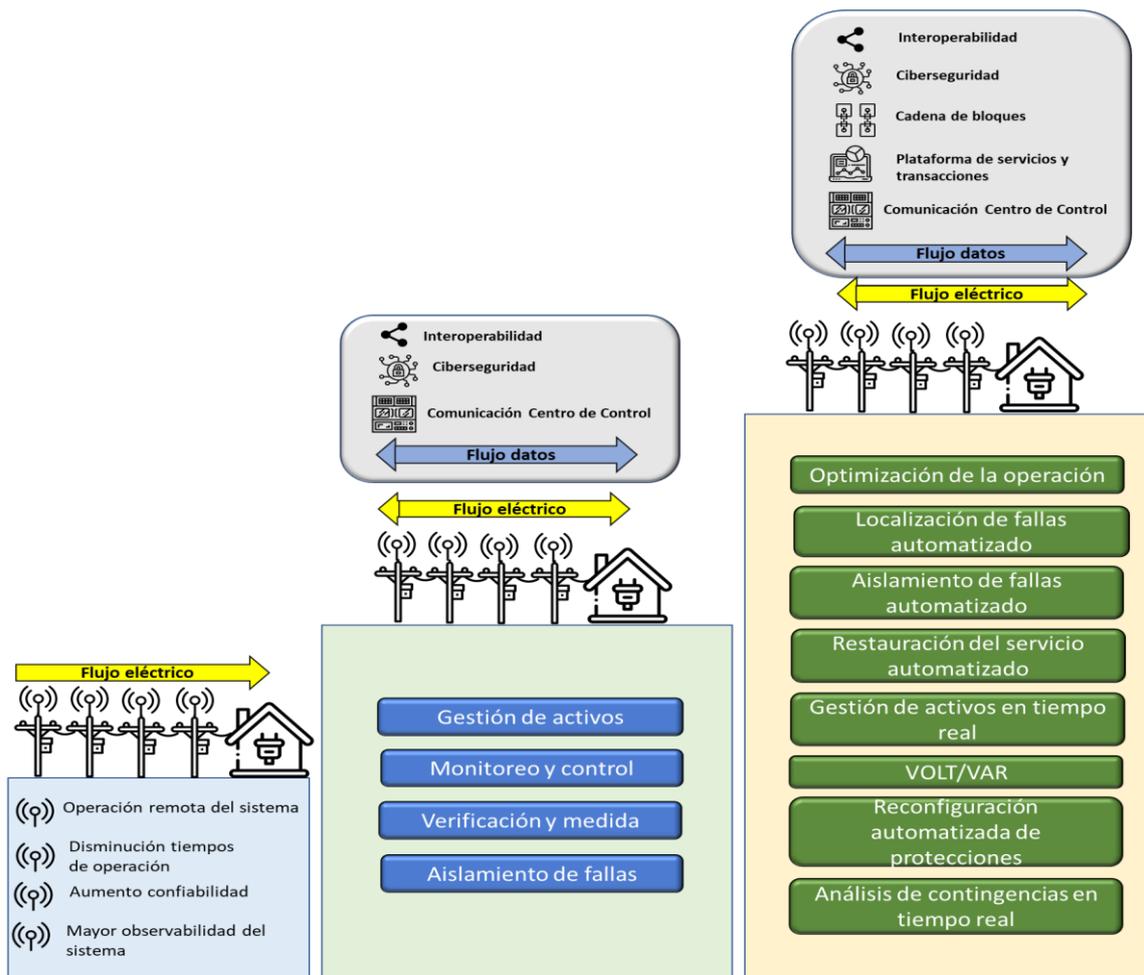


Figura 4-15. Desarrollo por funcionalidades ADA. Elaboración propia.

Para obtener el total beneficio de las diferentes tecnologías de redes inteligentes que se pueden llegar a implementar sobre un sistema, es necesario la integración, actualización y reconfiguración de la infraestructura que soporte el despliegue, evitando que este aspecto se convierta en un obstáculo más para el desarrollo de aplicaciones basadas en estas tecnologías. Es recomendable que la definición de esta infraestructura este alineada con los objetivos de redes inteligentes que estén definidos y de esta forma garantizar que las inversiones estén focalizadas a el cumplimiento de las metas planteadas.

La infraestructura básica requerida para el despliegue de redes inteligentes se puede observar en la Figura 4-16 en donde se clasifica como infraestructura inteligente toda aquella nueva infraestructura requerida para la integración de las nuevas funcionalidades o aplicaciones que se podrán obtener de los diferentes dispositivos que se integren al sistema. Así mismo, se clasifica como infraestructura eléctrica aquella infraestructura que ya ha venido siendo desplegada para prestar el servicio de energía eléctrica a los usuarios y que se pretende optimizar o mejorar agregando sobre ella la infraestructura inteligente. Dentro de esta categoría también se incluyen las nuevas fuentes de energía, así como los elementos de almacenamiento y vehículos eléctricos que se convierten en nodos de generación o carga dependiendo de su aplicación.

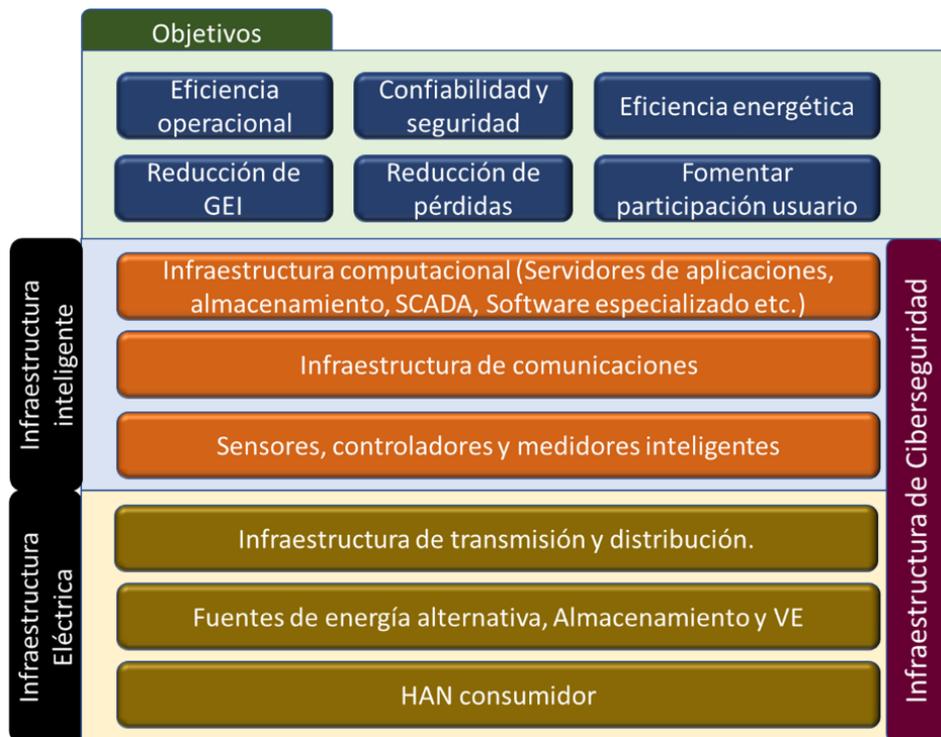


Figura 4-16. Tipos de infraestructura requerida para la integración de redes inteligentes. Elaboración propia.

Es importante mencionar que, para la prestación de nuevas funcionalidades o el desarrollo de nuevas aplicaciones sobre el sistema a partir de la integración de tecnologías de redes inteligentes, es necesario el intercambio de información y la interacción de los elementos que se encuentran distribuidos a lo largo de la infraestructura de manera constante, lo que produce la necesidad de garantizar que estas operaciones se realicen de manera segura. Es por esta razón que se debe considerar la infraestructura en ciberseguridad como una parte fundamental para garantizar un exitoso despliegue de las redes inteligentes.

El uso de esta infraestructura se verá afectada principalmente por el tipo de funcionalidad o aplicación que se desee desplegar, haciendo uso en mayor o menor medida de esta, en función del objetivo que se persiga, la velocidad de respuesta requerida y las acciones de control que se tomaran produciendo la operación de dispositivos telecontrolados a lo largo del sistema.

Respecto a la infraestructura computacional, se puede establecer que dependerá en gran medida de las arquitecturas seleccionadas por los agentes encargados del despliegue de las redes inteligentes y de las aplicaciones que se esperan implementar sobre el sistema, resaltando que aplicaciones enfocadas al control y la automatización demandan una mayor potencia computacional para su implementación y un uso intensivo en redes de comunicación. Respecto a los sensores, controladores y medidores inteligentes, generalmente están determinados por las aplicaciones que se desean implementar teniendo la capacidad de utilizar información producida por un mismo dispositivo en varios tipos de aplicaciones, convirtiéndose en la fuente de datos que alimentara los diferentes modelos o algoritmos bajo los cuales se construirán las funcionalidades a ofrecer en la red.

Uno de los grandes desafíos al momento de desplegar tecnologías de redes inteligentes es contar con una infraestructura de comunicaciones lo suficientemente robusta para soportar el despliegue de las diferentes aplicaciones o funcionalidades. Sin embargo, el dimensionamiento de esta infraestructura dependerá de las características particulares de cada despliegue llegando en muchos casos a necesitar diversas soluciones de tipo tecnológico para garantizar la cobertura, el ancho de banda y la latencia requerida. Es aquí donde se hace fundamental la estandarización y el uso de protocolos para evitar

que las tecnologías se vuelvan obsoletas de manera prematura o que se conviertan en un punto altamente vulnerable en cuanto a la seguridad del sistema. Así mismo, se debe buscar que esta infraestructura no se convierta en una limitante para el desarrollo de nuevas aplicaciones dadas sus limitantes técnicos. Otro aspecto para tener en cuenta al momento de usar estándares y protocolos en el despliegue de la infraestructura de comunicaciones es su fomento hacia las economías de escala permitiendo una reducción de costos en su implementación contribuyendo así a fomentar mercados competitivos.

A través de la encuesta “*Capacidades para la integración de tecnologías de Redes Inteligentes*”, aplicada entre junio y julio de 2020 entre agentes del sector y respondida por más de 100 personas, se efectuó una primera aproximación sobre el tipo de infraestructura con los que cuentan los agentes que harán parte en el despliegue de las tecnologías de redes inteligentes.

A las empresas eléctricas (Operadores de red, Comercializadores, Generadores, transmisores, entre otros) se les indago sobre su infraestructura de comunicaciones solicitando que calificaran el ancho de banda/latencia y confiabilidad, así como la ciberseguridad y la interoperabilidad de los canales de comunicación con los que cuentan. A partir de los resultados obtenidos se construyó la Figura 4-17 en donde se observa que en general estas empresas consideran que el ancho de banda y la latencia de los canales de comunicación tienen una capacidad muy buena, sin embargo, en cuanto a la confiabilidad de los canales de comunicación se puede observar una menor calificación por parte de los encuestados. Es importante mencionar que las exigencias a los canales de comunicación irán aumentando a medida que se vayan implementando nuevas funcionalidades o aplicaciones haciendo necesaria la evolución de esta infraestructura por parte de estas empresas.

Respecto a ciberseguridad, los encuestados calificaron como muy buena su capacidad en este aspecto. Llama la atención que, para la calificación de interoperabilidad, se obtuvo la calificación más baja de los cuatro aspectos evaluados. Esto toma mucha relevancia dado que, contar con infraestructura de comunicación interoperable a partir de la implementación de estándares y protocolos, tiene ventajas para la implementación de redes inteligentes como la posibilidad de aplicar economías de escala, reducir el riesgo de obsolescencia temprana, reducir la seguridad del sistema entre otros.

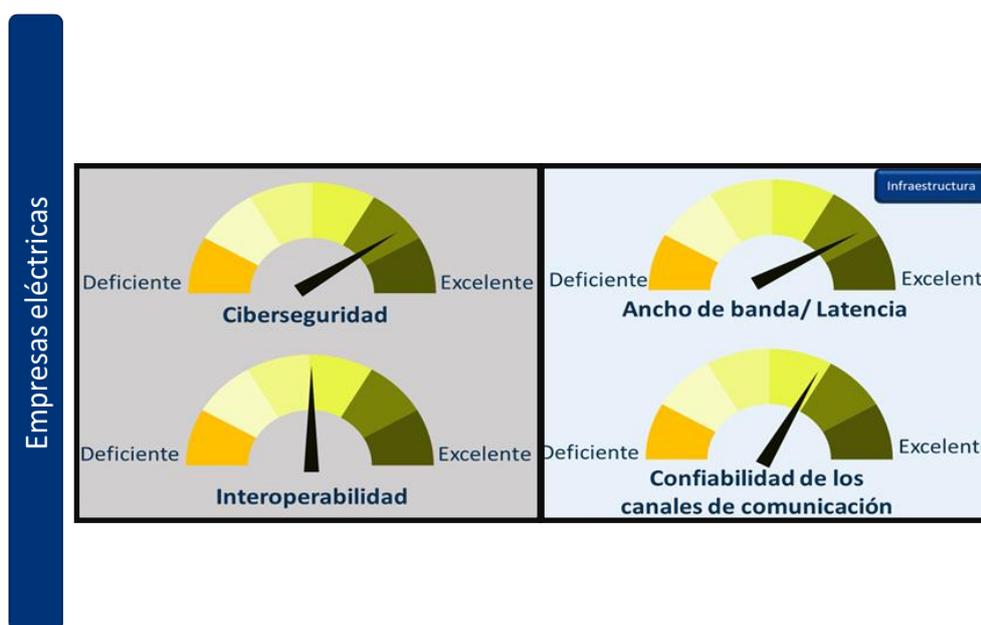


Figura 4-17. Resultados capacidad TIC empresas eléctricas. Elaboración propia.

Respecto a la infraestructura computacional, se pudo establecer que las empresas calificaron como adecuado su capacidad de procesamiento de grandes volúmenes de información, pero se obtuvo una

calificación de regular en cuanto a la capacidad de usar esa información en tiempo real dentro de los procesos internos, como se observa en la Figura 4-18. Con base a esto, es posible identificar un potencial para el desarrollo de aplicaciones y funcionalidades que se alimentarán de los datos recolectados por la infraestructura inteligente y que en definitiva demandarán de una mayor infraestructura computacional para ejecutarse.



Figura 4-18. Capacidades de análisis de grandes volúmenes de información. Elaboración propia.

Finalmente, frente al despliegue de sensores, controladores y medidores inteligentes, a través de la encuesta efectuada se pudo establecer que el país aún se encuentra en una etapa inicial de implementación.

Con base en la información recolectada se presentan las siguientes recomendaciones:

- **Infraestructura inteligente:** El despliegue de esta infraestructura debe alinearse con los objetivos de redes inteligentes del país y de esta forma optimizar las inversiones requeridas.
- **Infraestructura de Comunicación:** Esta infraestructura será la encargada de dar soporte a las aplicaciones y funcionalidades de redes inteligentes que se desplieguen. Se recomienda hacer un despliegue basado en estándares y protocolos para evitar inconvenientes como la obsolescencia prematura o generar puntos vulnerables en el sistema.
- **Despliegue de infraestructura computacional:** De la misma forma, se recomienda adoptar estándares como el “Common Information Model” o similares que permitan un intercambio de información fluido entre las diferentes aplicaciones o funcionalidades.
- **Sensores, Controladores y medidores inteligentes:** El despliegue de esta infraestructura debe realizarse de acuerdo con las tecnologías que se prioricen y las funcionalidades que se requieran. Se sugiere continuar con el proceso de instalación de unidades de medición fasorial, dado su gran aporte en la habilitación de funcionalidades ADA.

Por otra parte, se solicitó a los participantes de las empresas eléctricas y a los encuestados pertenecientes a la categoría de operador, regulador gobierno, que indicaran cuales eran los conceptos o acciones que se debían efectuar para el apoyar el despliegue de las tecnologías de redes

inteligentes en el país. Las respuestas fueron categorizadas de acuerdo con la sección de la infraestructura inteligente en donde se prevé demandaría un mayor uso de recursos, como se observa en la Figura 4-19. Llama la atención que la gran mayoría de conceptos o acciones se espera que demanden un mayor uso en la infraestructura computacional y el uso de infraestructura de sensores, controladores y medidores inteligentes.

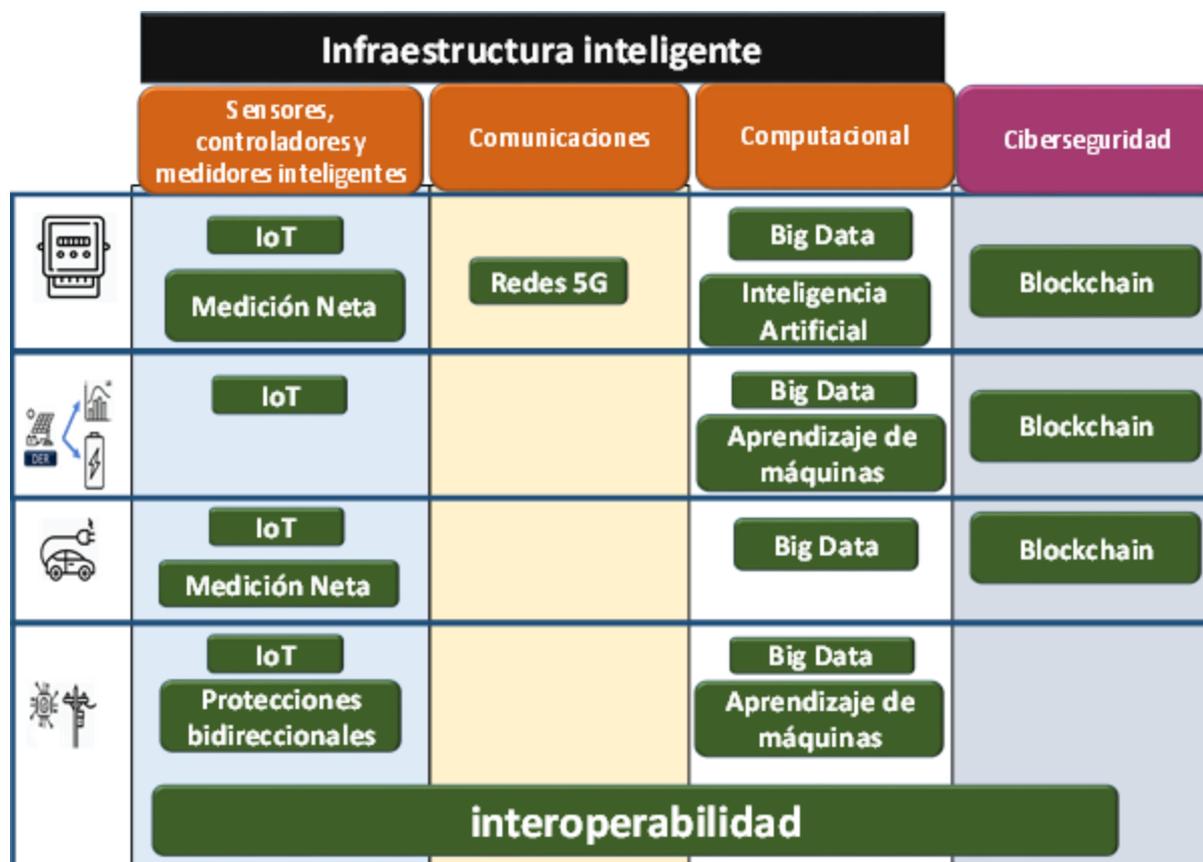


Figura 4-19. Conceptos o acciones se deben efectuar para apoyar el despliegue de las tecnologías priorizadas. Elaboración propia.

## 4.2 Dimensión de políticas y regulación

El análisis de las políticas y la regulación relevante a la implementación de AMIs se hizo con base en entrevistas y talleres que tomaron lugar en la primera etapa de este proyecto, utilizando mejores prácticas internacionales, la propia experiencia de Carbon Trust en estudios de redes inteligentes y consultas a expertos regulatorios.

### 4.2.1 Medición Inteligente (AMI)

La medición avanzada de consumos eléctricos es un componente fundamental de las redes inteligentes. El uso de la información de la medición avanzada trae beneficios al operador del sistema, al operador de red y por ende al usuario final.

Al operador de sistema, le permite hacer un planeamiento más acorde a la realidad y así poder proveer energía flexible de una forma costo-efectiva y de confianza. Al operador del sistema y al operador de red, la información de la medición avanzada les permite una mejor planeación y uso de la

infraestructura instalada, minimizando el impacto de las limitaciones técnicas y optimizando las inversiones en infraestructura. Y, por último, el usuario final disfruta de mejor calidad de servicio y dispone de la información para tomar decisiones eficientes de cuándo y cómo consumir electricidad, dependiendo de la señal de precios.

Ante el aumento en la penetración de energía renovable, generación distribuida y vehículos eléctricos, la medición avanzada se convierte en una herramienta primordial para optimizar el manejo de la red de distribución e interactuar con los múltiples agentes que hacen uso de ella. En Colombia los objetivos que se persiguen con la implementación de la AMI se destacan en la Figura 4-20. Sin embargo, la implementación de estos medidores requiere un ambiente regulatorio que promueva la inversión en la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI), y permita a distintos actores aprovechar sus beneficios.

---

**Objetivos de la implementación de la AMI en Colombia (Resolución 40072 de 2018 de MinEnergía)**

- *Facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas;*
  - *Permitir la incorporación en los sistemas eléctricos, entre otras, de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos;*
  - *Mejorar la calidad del servicio a través del monitoreo y control de los sistemas de distribución;*
  - *Dinamizar la competencia en la comercialización minorista de energía eléctrica y generar nuevos modelos de negocio y servicios;*
  - *Gestionar la reducción de las pérdidas técnicas y no técnicas;*
  - *Promover la eficiencia en los costos de prestación del servicio de energía y facilitar que se alcancen niveles de pérdidas eficientes.*
- 

Figura 4-20. Objetivos de la AMI en Colombia. Adaptado de Resolución 40072 de 2018 de MinEnergía.

#### 4.2.1.1 Regulación vigente

Colombia viene avanzando desde 2014 en la definición de una política pública y un marco normativo que le permita diversificar su matriz energética y dar cumplimiento a sus compromisos de descarbonización (Ley 1715 de 2014). En línea con estos propósitos, han sido expedidas las resoluciones 40072 de 2018, 40483 de 2019 y 40142 de 2020 del Ministerio de Energía:

**La Resolución 40072 de 2018** establece los objetivos de la implementación de AMI y las funcionalidades básicas que debe cumplir el medidor inteligente (Figura 4-21).

**La Resolución 40483 de 2019** establece como meta que mínimo el 75% de los usuarios conectados en un mercado de comercialización cuenten con AMI para el año 2030, y encarga a la CREG la definición del agente responsable de la implementación de AMI, el esquema de remuneración de esta infraestructura, y las condiciones e interoperabilidad y ciberseguridad.

**La Resolución 40142 de 2020** dicta que estas definiciones regulatorias para la implementación de AMI deben producirse a más tardar el 30 de noviembre de 2020.



Figura 4-21. Funcionalidades básicas de AMI en Colombia. Elaboración propia.

Con base en estas resoluciones, a la fecha de elaboración de este documento la CREG ya había publicado para consulta un proyecto de resolución que propone algunos elementos relevantes para la masificación de AMI (Resolución CREG-131 de 2020) (Figura 4-22).

Propone exigir a los operadores de redes que hagan un análisis beneficio-costos para aprobación del Regulado. La CREG propone que se incorporen los costos asociados de los elementos físicos e intangibles del despliegue (ej. software), los activos de gestión de información, los costos de divulgación y estrategias de empoderamiento del usuario, y otros costos. En materia de beneficios, el análisis debería incluir los ahorros derivados de: la operación de la red, aplazamiento de inversiones, gestión de cartera, lectura remota, facturación, conexión y desconexión remota, gestión de pérdidas, mayores niveles de competencia en comercialización, prestación de servicios al usuario, costos para autoridades de vigilancia y control y otros beneficios identificados por el OR.

**Propuesta regulatoria de la CREG**  
(en etapa de consulta pública)



**¿Quién invierte e instala los medidores inteligentes?**  
El Operador de Red

**¿Prerrequisitos para invertir?**

- Un análisis beneficio-costos propuesto por cada distribuidor a la CREG
- La adopción de la norma técnica NTC 6079 en su segunda versión, así como la normatividad que el Comité de Medidores de ICONTEC elabore

**¿Financiación de la inversión ?**

Provendría de dos fuentes y no se acudiría a incrementos tarifarios:

1. la diferencia entre los cargos de comercialización aprobados para cada comercializador y los ahorros en costos de comercialización derivados de la utilización de AMI, y
2. la diferencia entre los costos de operación y mantenimiento incorporados en los cargos máximos de distribución vigentes y los menores costos por estas actividades del operador de red bajo AMI.

**¿Otra cosa?**

Sí, se crearía un agente independiente de los prestadores del servicio público de energía, especializado en la gestión de la información de medida, denominado Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI).

Figura 4-22. Propuesta regulatoria de la CREG. Elaboración propia.

#### 4.2.1.2 Hallazgos de la etapa de entrevistas<sup>2</sup>

En las entrevistas adelantadas con actores relevantes para el despliegue de redes inteligentes en el país, se identificaron posiciones diversas frente al beneficio de incorporar AMI en todo el sistema de distribución y frente a la meta de penetración de la tecnología establecida en la Resolución 40072 de 2019.

Los agentes que consideran que debería viabilizarse el despliegue de AMI, identificaron que los puntos que deben ser definidos con mayor urgencia en la regulación son los referentes a:



**Quién es el responsable del despliegue** de la infraestructura y **cómo será remunerada** la totalidad de la inversión tanto en medidores como en activos de red y telecomunicaciones;



**Las condiciones de acceso a la información** de los usuarios y **el agente responsable** de recolectar, mantener y proteger estos datos;



**Los esquemas de tarificación horaria**, y de manera general una mayor flexibilidad tarifaria, que permitan al usuario final sacar provecho de la medición inteligente.

Otros puntos mencionados, principalmente por comercializadores, fueron:

1) Garantizar entornos propicios para la competencia, la innovación



2) El acceso neutral a la red de distribución.



En materia tecnológica, los entrevistados resaltaron la necesidad de adoptar:



**Estándares técnicos con el objetivo de garantizar la interoperabilidad de los sistemas AMI** y de entablar un trabajo conjunto con las entidades del sector TIC para que las políticas públicas de ese sector faciliten la digitalización de las redes eléctricas, ej. **asignación de espectro radioeléctrico**.



**Regulación de ciberseguridad** de los datos asociados al servicio de energía, pues no existe claridad en qué protocolos se utilizarán y se debe considerar el tiempo en desarrollar los protocolos para asegurar el buen funcionamiento del sistema eléctrico

---

<sup>2</sup> Precisar que, con posterioridad a la ejecución de estas entrevistas, la CREG publicó la propuesta regulatoria contenida en la Resolución CREG-131 de 2020.

### 4.2.1.3 Recomendaciones

En las siguientes subsecciones se detallan recomendaciones sobre los distintos componentes a considerar dentro de la medición inteligente.

#### Análisis beneficio-costo

Los resultados del presente estudio permiten ver que los beneficios económicos netos de la implementación de redes inteligentes en el país difieren ampliamente entre sistemas de distribución. Así como hay algunos sistemas donde el despliegue de redes inteligentes incrementadas por AMI, reporta beneficios superiores a sus costos, en otros, el beneficio neto es casi nulo.

En este sentido, la adopción de análisis beneficio-costo elaborados para cada sistema de distribución, como lo propone la CREG en la Resolución CREG-131 de 2020, permitiría identificar de manera detallada el tipo y el monto de estos beneficios netos. Esta propuesta está alineada también con las preocupaciones de algunos agentes entrevistados, quienes manifestaron que no en todos los sistemas de distribución parecieran obtenerse los mismos beneficios y en las mismas magnitudes de la implementación de AMI como para adoptar metas únicas o planes de despliegue generalizados.

En los sistemas de distribución donde el beneficio neto estimado en este estudio es nulo o incluso negativo, es necesario identificar si en estos mercados es posible capturar otro tipo de beneficios no contemplados en nuestro análisis, por ejemplo, control de congestión, mayor seguridad y calidad de servicio, reducción de emisiones, mayor eficiencia energética, mayor factibilidad de descarbonización o beneficios económicos (Alaton & Tounquet, 2020)

Algunos beneficios son de difícil cuantificación por parte del distribuidor como agente responsable de presentar este estudio ante la CREG, por ejemplo, beneficios de tipo ambiental o beneficios derivados del aplazamiento de inversiones en capacidad de la red de transmisión o en capacidad de generación. En este sentido, es recomendable primero publicar una guía para hacer el análisis costo-beneficio a nivel operador de red para permitir que sean comparables los estudios. Segundo, es primordial que la Comisión complemente el análisis beneficio-costo de cada distribuidor para incorporar en la valoración de los planes de despliegue los beneficios sistémicos y otros beneficios no percibidos por distribuidores, comercializadores y usuarios de manera directa, con el objetivo de obtener estimaciones integrales sobre los beneficios socio-económicos derivados de la adopción de AMI como impulsores de las redes inteligentes más avanzadas.

#### Agente responsable del despliegue de AMI

De acuerdo con la Resolución CREG-131 de 2020, el agente que debería invertir en el despliegue de AMI es el Operador de Red (OR). Esta definición coincide con la recomendación hecha por (Carbon Trust, 2017).

Es apropiado que sea el OR el encargado de efectuar esta inversión por varias razones. Es el OR quien tiene mejor entendimiento -que comercializadores o usuarios-, de cómo operar y mantener este activo como parte de las AMI, cómo integrar esta tecnología a su red y qué beneficios para la operación del sistema puede traer su instalación dependiendo del nivel de penetración y del diseño particular de esa infraestructura. Además, esta tarea en cabeza del OR facilita el aprovechamiento de economías de escala en la adquisición de los medidores y agiliza su despliegue frente a la alternativa presentada por la experiencia inglesa donde fueron los comercializadores los responsables de esta inversión.

La experiencia internacional también da cuenta de que es el OR el agente que con mayor frecuencia es seleccionado para invertir e instalar en medidores inteligentes y la infraestructura asociada (Tabla 4-1). Como puede observarse, sólo en 3 países de los 28 considerados en el benchmarking europeo

han determinado que agentes distintos al operador del sistema de distribución se encarguen de adquirir y/o instalar los medidores inteligentes.

**Tabla 4-1. Experiencia internacional sobre propietarios e instaladores del medidor**

Países EU	Propietario del medidor	Instalador del medidor
Austria, Bélgica, Bulgaria, Hungría, República Checa, Chipre, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Croacia, Irlanda, Italia, Lituania, Letonia, Luxemburgo, Malta, Países Bajos, Polonia, Portugal, Rumania, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suecia	Operador de Red	Operador de Red
Alemania	Operador de Red o 3ra parte operando el medidor	Operador de Red o 3ra parte operando el medidor
Reino Unido	Proveedor de servicio	Proveedor de servicio

### Esquema de remuneración de la inversión en AMI

Otro asunto regulatorio cuya definición fue identificada como prioritaria en las entrevistas que hicieron parte de este estudio fue el esquema de remuneración de la inversión en AMI.

La CREG propone que la instalación de AMI, incluyendo los costos de gestión de información (incluyendo el GIDI), se financie manteniendo la remuneración vigente de los gastos de AOM de distribución y los cargos de comercialización ya aprobados. Esto implica que el pago de la inversión provenga del diferencial entre el cargo de comercialización y el AOM de distribución reconocido en las tarifas vigentes, y los menores costos de ejecutar estas actividades como resultado de la implementación de AMI, durante cuatro años. Este enfoque materializa el principio de que quien recibe los beneficios debe incurrir en los costos de despliegue. Por otra parte, la CREG en su propuesta plantea que si el OR no presenta a la Comisión un análisis beneficio-costos para la instalación de AMI en su mercado, bajo las condiciones de remuneración que se plantean, la CREG puede seleccionar a otro agente que sí implemente el AMI (Art. 28 Res 131).

En este estudio se estimó que existen beneficios constantes de la implementación de redes inteligentes en Colombia corresponde a ahorros en refuerzos de la red de distribución, siendo AMI la tecnología impulsadora de estos beneficios. Este resultado coincide con la identificación del mayor beneficiado contenida en la propuesta regulatoria.

Como ya se ha expuesto en este documento, en algunas regiones del país se observan beneficios netos positivos de la implementación de redes inteligentes a nivel distribución. En otras regiones el beneficio es casi nulo y en otras es negativo. En estos casos, y cuando el distribuidor no presente ante la CREG un plan de despliegue, es recomendable que el Regulador tenga en cuenta que el horizonte de monetización de los beneficios es más largo que el de las inversiones en la infraestructura, lo que tiende a castigar el análisis beneficio-costos. Dentro de esta consideración del horizonte de monetización, se aconseja contemplarse que es posible que la financiación proveniente del diferencial tarifario no sea suficiente para cubrir los costos de inversión en AMI, siendo recomendable considerar alternativas de remuneración como el incremento de los cargos de distribución y comercialización, la ampliación del período de tiempo durante el que no se modifican los cargos de comercialización o distribución vigentes, o políticas públicas que destinen recursos específicos para la financiación de

estas inversiones (por ejemplo medidas de depreciación acelerada de la inversión o exenciones tributarias para la adquisición de infraestructura AMI). La experiencia internacional da cuenta del uso de una combinación de estos mecanismos para la remuneración de las inversiones en medición inteligente (Figura 4-23). (Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation., 2018)

Utilidad, Región	Estado de la implementación de AMI	Organización responsable	Método de recuperación de costos
ENEL, Italia	Despliegue completo de 32 millones de metros	Operadores de distribución	Los aumentos de precio se descuentan para ganancias de eficiencia al aumentar confiabilidad, controles automatizados, y eficiencia organizacional como requerido por el costo-beneficio de la UE análisis.
Oncor, Texas, EE.UU.	Implementación de 3.4 millones de metros completada	Transmisión Y Distribución (T&D)(distribución operaciones)	Implica inversión en redes inteligentes Incentivos de subvenciones (SGIG) acoplados con incrementos de tasa a través de un caso de tarifa regulada tradicional modelo basado en costo-beneficio análisis
Sur de California Edison, California, EE. UU.	Despliegue completo de 4 millones de metros	T&D organización (distribución operaciones)	Incentivos SGIG junto con aumentos de tarifas a través de modelo de caso de tarifa regulado basado sobre análisis de costes-beneficios.
Estado de Victoria, Australia	Despliegue completo de 2.6 millones de metros	Operadores de distribución	Un modelo de recuperación de costos inicial se estableció utilizando un punto de referencia de recuperación perimetral; esta fue reemplazado por una medida de tasa de retorno (WACC) y mínimo normas técnicas basadas en Nuevo modelo de USER.

**Figura 4-23. Experiencia internacional sobre método de recuperación de costos. Fuente: Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation**

Estos incentivos también permiten reconocer que, aunque los distribuidores cuentan con mejor información que cualquier otro agente para identificar los requerimientos de red y las inversiones necesarias para desplegar medición avanzada, la incertidumbre en esta estimación es elevada debido al desconocimiento del comportamiento de la AMI en el contexto colombiano y a factores que no están bajo el control del operador. Por ejemplo, los medidores y la infraestructura de telecomunicaciones que se despliegue sugiere adecuarse a la incursión de la generación distribuida, la movilidad eléctrica, los programas de respuesta de la demanda, no todos ellos bajo la gestión del operador de red (KEMA, 2010), manteniendo la eficiencia operativa de la red de distribución, los mejores tiempos de restablecimiento del servicio, disminución de pérdidas técnicas y la calidad del servicio.

Por otro lado, la incertidumbre regulatoria ante el manejo de los datos tiene implicaciones importantes para determinar el beneficio de las redes inteligentes para distintos actores. Los datos capturados por los medidores inteligentes contienen el valor de la AMI. La incertidumbre en cómo se regulará el acceso y su uso definirá el beneficio que pueda extraerse de ellos, tanto por los operadores de red como por los demás agentes del sistema de distribución y por los mismos usuarios. Además,

los beneficios operativos de la AMI, y por ende de los datos, sólo se consiguen con una implementación a gran escala.

Todo lo anterior permite vislumbrar los riesgos que los implementadores de los medidores inteligentes tienen que considerar antes de tomar la decisión de adelantar la inversión. En este contexto de inversiones elevadas y de cambios en el modelo de negocio del OR tradicional hacia uno más digitalizado, donde su rol es el de un Operador de Sistema, se requieren señales económicas de más de cinco años, acompañadas de incentivos de política pública que los induzcan a la incorporación de la tecnología para que por esta vía se materialicen los beneficios sistémicos. La experiencia internacional (Tabla 4-1) señala que las subvenciones a la implementación de redes inteligentes, combinadas con incentivos tarifarios han acompañado las iniciativas de despliegue masivo de AMI (Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation., 2018).

### Telecomunicaciones

Durante la etapa de entrevistas se evidenció que hay posiciones diversas entre los operadores de red sobre las tecnologías de comunicaciones más adecuadas para soportar la digitalización de sus redes. Sin embargo, manifestaron la necesidad de un trabajo conjunto entre las carteras de Energía y TIC para el diseño de políticas públicas que faciliten la implementación de redes inteligentes.

Por otra parte, Colombia Inteligente ha venido divulgando ante las entidades del sector TIC un estudio que sustenta la designación de espectro radioeléctrico para la prestación del servicio público de energía eléctrica y la Agencia Nacional del Espectro ha iniciado un Análisis de Impacto Normativo sobre el espectro de uso libre para sistemas de medición inteligente de consumo.

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

Figura 4-24. Beneficios asociados a tecnologías de comunicaciones de AMI. Elaboración propia.

Más allá de definir cuál es la tecnología de telecomunicaciones que debe elegirse en uno u otro sistema de distribución, o en qué capas de las comunicaciones en la red, lo relevante es identificar la correspondencia entre la tecnología de telecomunicaciones, los costos de su implementación y las posibilidades que cada tecnología permite de explotar las funcionalidades de la medición inteligente.

En (Carbon Trust, 2017) se identificó que por el bajo consumo per cápita en Colombia y por el tipo de beneficios alcanzables en el corto plazo, el despliegue masivo de AMI utilizando tecnología PLC en todo el país podría generar beneficios netos positivos, derivados del aprovechamiento de la mayor parte de las funcionalidades de AMI.

No obstante, aquellos distribuidores que operen sistemas con requisitos de telecomunicaciones más avanzados, requerirán acudir a redes de telecomunicaciones que hacen uso de recursos de espectro, como la radiofrecuencia y las telecomunicaciones móviles, lo que invita a pensar en la necesidad de desarrollos regulatorios que involucren tanto al Ministerio de Energía CREG, como a la Agencia Nacional del Espectro, al Ministerio de TIC y a la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC).

Por las complejidades que representa este trabajo intersectorial y adelantando la relevancia de tecnologías más avanzadas en el futuro, se recomienda abordar a la mayor brevedad una agenda conjunta que permita dar respuesta a la definición de aspectos relevantes para el aprovechamiento de la inversión en redes inteligentes.

### Reglas asociadas a la gestión, acceso, uso, recolección y protección de información resultante de la implementación de AMI

La determinación de quiénes pueden consultar los datos recolectados a través de las AMI, cómo podrán hacerlo, y quiénes se encargarán de su protección, gestión y almacenamiento, determinará la magnitud de los costos y los beneficios de esta infraestructura.

En las entrevistas adelantadas como parte de este estudio ningún agente se refirió de manera específica al modelo de gestión de información que debería adoptar el país con la incorporación de AMI. Sin embargo, los agentes sí manifestaron la necesidad de que se definan condiciones de acceso a la información de los usuarios y entornos de acceso a la red y a la información que favorezcan la competencia y la innovación, como fuentes de beneficios para el usuario final. También señalaron la necesidad de avanzar en ciberseguridad y protección de datos personales.

Bajo cualquier aproximación al manejo de los datos, es necesario que se garantice:



- **La calidad de los datos recolectados;**



- **El acceso a la información según tipo de usuario (agregador, comercializador, distribuidor, usuario final, regulador y entidad de vigilancia y control),** pues es un factor que determinará el valor de los datos;



- **La ciberseguridad,** en tanto los sistemas eléctricos serían aún más apetecidos para ser objeto de ataques cibernéticos;



- **La protección de datos,** se recomienda buscar claridad sobre quién tiene acceso a qué tipo de información, de conformidad con la normatividad vigente.

Lo anterior permitirá la formulación de nuevos modelos de negocio, productos y servicios, que a su turno habilitarán la materialización de los beneficios de una implementación masiva de la tecnología, siendo la promoción de la competencia minorista uno de los más relevantes en el corto plazo (Carbon Trust, 2017).

Las decisiones regulatorias que se tomen sobre quién tiene acceso a la información y quién pagará por esos datos son primordiales para determinar la forma en que se distribuirá el beneficio que se deriva de ellos y de su uso posterior.

Existe una variedad de prácticas a nivel internacional sobre el manejo de la información, desde esquemas centralizados con un agente único e independiente para la gestión de los datos de medida adoptados por el Reino Unido y Estonia, otros donde los distribuidores son los responsables del manejo de los datos en un esquema descentralizado, frecuente en buena parte de Europa, y modelos híbridos entre estos dos enfoques (Alaton & Tounquet, 2020).

La cantidad de mercados de comercialización en Colombia, operados además por distribuidores integrados verticalmente con actividades competitivas como la comercialización minorista y la generación eléctrica inclinan la balanza hacia la adopción de un modelo de información centralizada con garantía de acceso no discriminatorio como se recomendó en (Carbon Trust, 2017). Este esquema principalmente favorece estructuras de mercado donde la competencia minorista y la incorporación de tecnologías de redes inteligentes, como el almacenamiento y la generación distribuida, se favorecen de un agente neutral. Este enfoque coincide con la creación de la figura del Gestor Independiente de Datos e Información contenido en la Resolución CREG-131 de 2020.

Los beneficios económicos derivados de los datos abiertos en términos de innovación y competitividad ya han sido ampliamente analizados en la literatura económica. La OCDE considera el acceso a los datos - y las herramientas para recolectarlos e interpretarlos-, como un insumo fundamental para la innovación tanto pública como privada, y en ese sentido insta a los gobiernos a desarrollar políticas orientadas a su apertura, teniendo en cuenta la mayor accesibilidad posible para favorecer la competencia y la innovación, considerando también la protección de la privacidad, la propiedad intelectual, las consideraciones éticas, y los beneficios y costos económicos. Este ecosistema permite la creación de mercados de datos, así como la entrada de agentes encargados de recolectarlos, procesarlos y ponerlos a disposición del público, facilitando así la generación de nuevos datos (OECD, 2020). En este contexto, la figura del GIDI está completamente justificada y alineada.

De lo anterior se deriva que la regulación deba enfocarse en asegurar el acceso indiscriminado a la red, a la información y la promoción de la competencia, definiendo los protocolos a través de los cuales se puede acceder a esta información, los reportes a los que tiene derecho cada tipo de agente, la interoperabilidad de estos datos con las plataformas de quienes hagan uso de ellos, y el costo del acceso a esta información. Este acceso a los datos debe permitir que cada tipo de agente construya valor a partir de su consulta y procesamiento. Los distribuidores para planear y operar eficientemente su red; los comercializadores y agregadores para asuntos de facturación y creación de nuevos productos. Otros usuarios para desarrollar productos y aplicaciones, por mencionar solo algunos ejemplos.

Ahora bien, esta centralización de la información a través de la figura del GIDI hace aún más crítico avanzar en materia de ciberseguridad para el sector eléctrico, como también lo manifestaron diferentes agentes en las entrevistas adelantadas como parte de este proyecto. Hoy por hoy, el Acuerdo 1347 de 2020 del CNO contiene la guía actualizada de ciberseguridad para el sector, que define las medidas que las empresas requieren para prepararse, detectar, contener, responder, coordinar la reacción, recuperarse y aprender de incidentes cibernéticos que puedan afectar al

Sistema Interconectado Nacional. No obstante, como bien lo manifiesta el Foro Económico Mundial, es ideal que los agentes del sector eléctrico, actuales y futuros como el GIDI, incorporen en su estrategia de negocio el análisis y mitigación de los riesgos cibernéticos, más allá de lo dispuesto en la regulación, pues es indiscutible la brecha que existirá siempre entre los estándares regulatorios y la evolución tecnológica, incluyendo ahora esta dimensión de crímenes cibernéticos (World Economic Forum, 2019).

## Especificaciones técnicas mínimas de los medidores inteligentes y servicio de soporte comercial

A través de la Resolución CREG-131 de 2020 el Regulador también manifestó su intención de incorporar en el marco normativo la obligación de que todos los medidores instalados cumplan con requisitos técnicos mínimos que garanticen su interoperabilidad, y que están contenidos en la norma técnica

Es indiscutible la necesidad de exigir regulatoriamente que los medidores que se instalen permitan la interoperabilidad con el sistema de distribución. No obstante, existen otros atributos de estos aparatos que pueden resultar cruciales para el aprovechamiento de todo el potencial de las redes inteligentes pues cómo se comunica la información obtenida por el medidor inteligente tiene impactos notables en los cambios de comportamiento del usuario final. Este es el caso del tablero con información accesible al usuario acompañado de un servicio efectivo de soporte del comercializador para entender la información que proporciona el medidor y el uso que puede hacerse de ella.

En cuanto a los usuarios con altos consumos de energía, sería recomendable que sus medidores incorporaran mecanismos de reporte de la información de medida tanto de electrodomésticos o maquinaria crítica por su nivel de consumo, a través de señal wi-fi, bluetooth, por ejemplo. Este reporte permitiría la gestión remota de esta demanda eléctrica, facilitando la implementación de programas de respuesta de la demanda.

### 4.2.2 Respuesta de la demanda (DSR)

La flexibilidad de la red siempre ha sido un requisito en los sistemas eléctricos para atender la demanda eléctrica de forma segura, resiliente y económica. Las redes eléctricas requieren que la generación y el consumo estén balanceados en tiempo real. Mientras aceleramos la transición hacia un futuro bajo en carbono, la flexibilidad se tiene que proveer a través de otros instrumentos que no contaminen de la misma manera (ej. almacenamiento eléctrico, generación hídrica, respuesta a la demanda). La respuesta a la demanda es el único mecanismo que permite proveer esta flexibilidad desde la demanda.

La respuesta de la demanda puede obtenerse a través de diferentes mecanismos, como las señales de precios, el control directo de cargas específicas, la automatización de aparatos eléctricos o la combinación de cualquiera de éstos (Parrish, Gross, Hepsonstall, & Phil., 2019). El efecto de su implementación ha sido diverso.

Los mecanismos de respuesta de la demanda basados en precios tienen como fundamento proporcionar a los consumidores de energía información relevante de precios, para que con base en ellos moldeen su consumo eléctrico, ya sea mediante la reducción o el desplazamiento del mismo.

#### 4.2.2.1 Regulación vigente

La regulación colombiana contempla un mecanismo de respuesta de la demanda denominado Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) contenido en las Resoluciones CREG 071 de 2006 y Resolución CREG 063 de 2010, que, si bien no tiene una relación directa con las redes inteligentes, sí se considera un primer paso hacia la participación de los usuarios en la prestación de servicios al mercado de energía a cambio de una retribución económica.

La DDV es un instrumento no automatizado de respuesta a la demanda que fue diseñado para respaldar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad. Cuando un generador es remunerado por la confiabilidad que aporta, debe comprometerse a garantizar esa confiabilidad. Si sus recursos de generación no están disponibles para producir la energía firme comprometida, el generador puede acudir a la DDV para demostrar que, pese a la menor disponibilidad de su planta de generación, la demanda agregada nacional seguirá cubierta pues se aseguró de negociar con algunos usuarios el retiro temporal de su consumo, en la misma proporción en que se redujo su energía firme de manera temporal.

La DDV funciona a través de contratos bilaterales, negociados de manera libre entre generadores de electricidad y comercializadores, estos últimos en representación de los usuarios dispuestos a desconectarse. Aquí es importante aclarar que los agentes registrados ante el mercado mayorista de energía como comercializadores de DDV, tienen un funcionamiento que se asemeja más al de los agregadores en un contexto de redes inteligentes, en tanto se ocupan principalmente de representar un conjunto de usuarios finales dispuestos a ser desconectados, para luego contar con una masa crítica de clientes atractiva como respaldo a un generador eléctrico con compromisos de confiabilidad. Los comercializadores actuales de DDV tienen como actividad económica principal, por no decir que única, la gestión de esta desconexión de demanda.

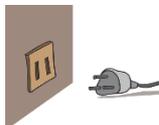
Los consumidores de energía que participan en la DDV reciben una contraprestación negociada bilateralmente con su comercializador de DDV, y deben demostrar la disminución de su demanda eléctrica frente a un consumo promedio que constituye su base de comparación. El Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) debe publicar diariamente en un aplicativo WEB la información del nombre del comercializador y la cantidad de DDV, en kilovatios hora-día, disponible para ser negociada con los generadores. Una vez hecho el acuerdo entre generadores y comercializadores, debe suscribirse un contrato que luego se registra ante el ASIC. A partir de ese momento, el generador será quien active el mecanismo avisando al comercializador sobre su puesta en marcha, y luego este comercializador avisando a los usuarios comprometidos con dicha reducción. Como puede deducirse, esta desconexión no funciona como una operación directa del distribuidor sobre la red, sino que debe ser ejecutada manualmente por cada usuario en sus instalaciones. Así las cosas, la implementación de redes inteligentes favorecería ampliamente una mayor utilización de la flexibilidad en el consumo, al facilitar que sea el OR quien acuerde, a través de agregadores la intervención automática del suministro de electricidad a usuarios finales, en condiciones técnicas y de precio previamente pactadas.

De acuerdo con la información publicada por el ASIC en su página web, los usuarios inscritos para la prestación de servicios de DDV a septiembre de 2020 son almacenes de grandes superficies, hoteles, industria manufacturera, por mencionar algunos. No obstante, es evidente que el mecanismo no está diseñado para los pequeños usuarios, por ejemplo, residenciales, por los requerimientos de instalación de equipos de medida adicionales, y por la exigencia de disminución del consumo promedio, a la que acceden con mayor facilidad otros agentes que cuentan con generación de respaldo (plantas eléctricas).

Se entiende entonces que la DDV es una de las formas de participación de la demanda, pensada principalmente para transar compromisos de menor consumo de energía y cuyos únicos clientes son los generadores de electricidad con asignación de Cargo por Confiabilidad.

### 4.2.2.2 Hallazgos de la etapa de entrevistas

Respecto a la participación activa de la demanda, los entrevistados coincidieron en la conveniencia para el Sistema Interconectado Nacional de:



Permitir que otros agentes, además de los generadores con Obligaciones de Energía Firme, se beneficien de la Demanda Desconectable Voluntaria;



Promover la participación de la demanda para resolver restricciones en las redes de distribución;



Contar con esquemas de tarificación horaria para que por esta vía el usuario pueda beneficiarse de la instalación de la medición avanzada, a través de la modificación de su consumo de electricidad.

### 4.2.2.3 Recomendaciones

En las siguientes subsecciones se detallan recomendaciones sobre los distintos componentes a considerar dentro de la respuesta en la demanda.

#### Tarifas al usuario final

La regulación colombiana ha incorporado la tarificación horaria de los cargos de distribución, y por ende de los precios a usuario final, para aquellos usuarios residenciales, comerciales e industriales que cuenten con un equipo de medida con registro horario (Resolución CREG-015 de 2018 modificada por la Resolución CREG-036 de 2019). Los distribuidores pueden cobrar cargos de distribución para horas de carga máxima, media y mínima, y con ello implementar tarifas finales diferenciadas en tres bloques. El número de períodos horarios resultantes depende de la forma de la curva de carga y la manera de establecer el diferencial entre los cargos aplicables a una franja u otra es establecida por el Regulador.

De esta forma, algunos comercializadores ofrecen únicamente tarifas para horas de punta y fuera de punta en todos los niveles de tensión ej. ENEL. Otros comercializadores ofrecen tarifas diferenciadas en dos y tres franjas horarias ej. caso EMCALI, mientras que otros como Electricaribe centran su oferta comercial en una sola tarifa aplicable a todas las horas del día.

Por lo demás, la fórmula tarifaria para el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio -CU, contenida en la Resolución CREG-119 de 2007, que define el precio máximo del kilovatio-hora suministrado a usuarios regulados, establece que el costo de suministro de la energía en pesos por kilovatio-hora (Componente G de la fórmula tarifaria) para un mes, es un valor único mensual aplicable en todas las horas del mes y a todos los usuarios regulados.

Como puede verse, la Regulación colombiana ya ha dado inicio a la incorporación de señales horarias a través de los cargos de distribución, pero aún conserva agregaciones mensuales de precios de compras de energía que diluyen las señales horarias en el precio al usuario final.

La experiencia internacional con la implementación de precios diferenciados y su impacto en el consumo no es muy contundente. La revisión hecha por (Parrish, Gross, Hepsonstall, & Phil., 2019) no encuentra patrones entre el nivel de respuesta a la demanda y la diferencia de precio entre horas pico y no pico. Concluyen que aún hay poca experiencia en la implementación de tarifas dinámica, con lo cual sugieren dar inicio a esquemas de respuesta de la demanda con mecanismos de mayor simplicidad en el diseño de precios –como el empleado en Colombia-, o con herramientas de control directo de cargas, que han sido utilizadas con mayor frecuencia y por ende están más probadas.

Por otra parte, como lo señaló (Carbon Trust, 2017), el bajo consumo per cápita de energía en Colombia comparado con estándares globales (

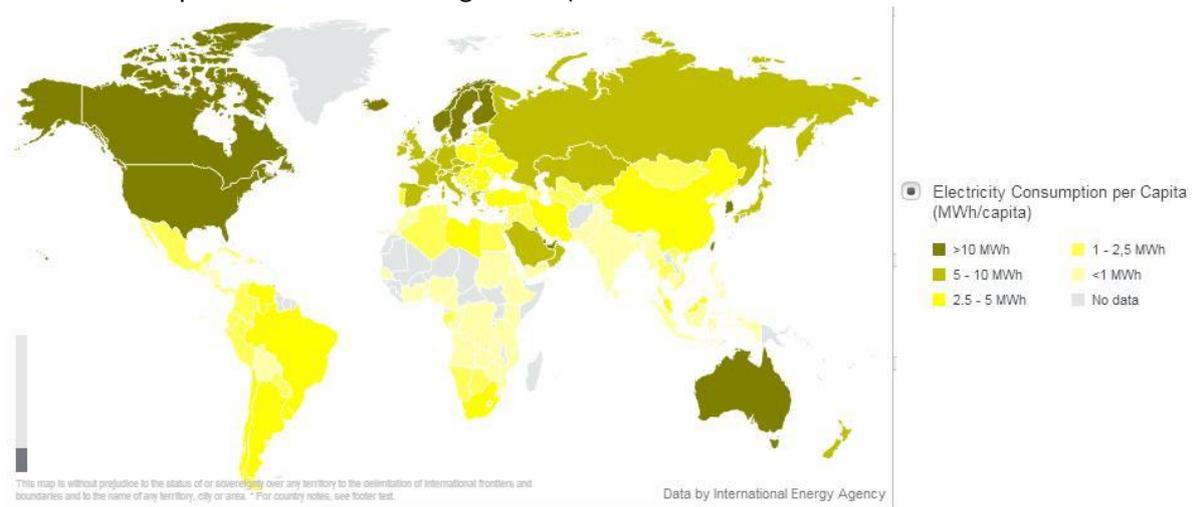
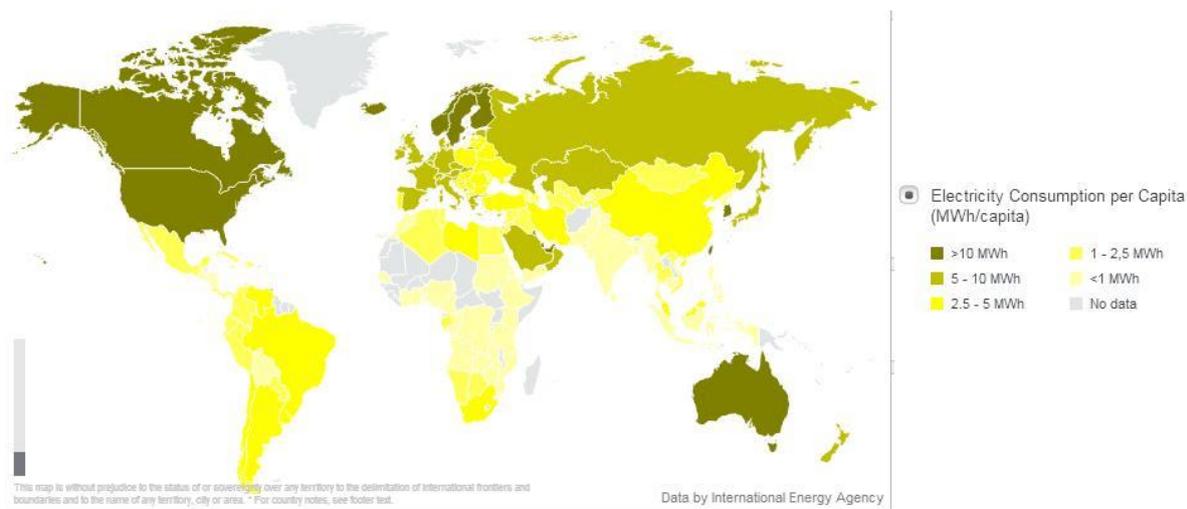


Figura 4-25, (IEA, 2017)), hace prever un impacto modesto de la respuesta de la demanda, al menos en el corto plazo, como resultado de tarifas dinámicas, o por franjas como las contenidas hoy en la regulación.

Sin embargo, dos situaciones ameritan la migración hacia estas tarifas horarias (o en franjas) y tarifas binomias. La primera, la necesidad de avanzar hacia modelos tarifarios que induzcan cambios en el consumo de energía para hacerlos más correspondientes con los perfiles de generación eléctrica de las energías renovables. Y la segunda, relacionada con el plan agresivo de sustitución de motores de combustión interna por vehículos eléctricos promovido por la Ley 1664 de 2019, como parte de la estrategia de descarbonización de la economía, con el que no se contaba en 2017.



**Figura 4-25. Consumo de energía per cápita (MWh/cápita). Fuente: IEA, 2017**

Por lo anterior, se recomienda que con la adopción de AMI Colombia generalice a través de la fórmula tarifaria la tarificación en franjas horarias contempladas hoy en la Regulación, como un primer paso hacia la implementación de tarifas estrictamente horarias. Las franjas de tarifas resultan ser de mayor comprensión para aquellos consumidores no muy acostumbrados a este tipo de información-, facilitando su reacción en el consumo de energía. La implementación masiva de AMI resolvería las dificultades técnicas de la medición horaria.

Además, el diseño de los cargos por franjas horarias sugiere extenderse a los demás componentes tarifarios (G, T) con el propósito de reflejar las diferencias que existen en el costo de suministro de estos servicios a lo largo del día (señales de congestión en las redes de transmisión, generación más costosa en horas de punta, por ejemplo), mientras se avanza en la capacitación a los usuarios sobre la utilidad de estas tarifas y los beneficios que pueden derivar de ellas a través de la medición avanzada.

Sin embargo, el costo unitario de suministro de la energía establecido regulatoriamente invita a convertirse en tan sólo una de las posibilidades comerciales que puede encontrar un usuario en el mercado, y a la que siempre tendrá derecho. La implementación de una Tarifa de Último Recurso, como lo propuso la Misión de Transformación. La materialización de los beneficios de las redes inteligentes debido a la competencia en el mercado minorista de energía, pasa por la liberalización del precio, y por ende implica que la fórmula que establece la manera exacta en que se debe construir el precio al usuario final es un referente, pero no la única opción.

Ahora bien, la experiencia inglesa sobre el uso de tarifas reguladas como opción de último recurso, pone de presente la necesidad de acompañar estas medidas de desregulación con la capacitación a los usuarios para que entiendan tanto la oferta comercial desregulada como su comparación frente a la tarifa regulada, y su derecho a utilizarla siempre. Las últimas encuestas a usuarios en el Reino Unido revelaron que sólo el 20% de los clientes han oído hablar de la tarifa regulada y el 15% comprende cómo funciona (National Association of Citizens Advice Bureaux. Citizen Advice, 2020).

Se recomienda que la flexibilización tarifaria se complemente con cargos de distribución que reflejen de manera más transparente los costos de prestación del servicio de distribución en la red a la que el usuario está conectado, y evaluar el impacto de los subsidios cruzados que hoy se generan mediante

la implementación de las Áreas de Distribución (ADD) que agregan mercados y redes diversos, y que fueron creadas conforme a lo dispuesto en el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Energía (Figura 4-26).

ADD	OPERADOR DE RED
ORIENTE	EMPRESA DE ENERGÍA DE ARAUCA E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. CODENSA S.A. E.S.P.
OCCIDENTE	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. COMPAÑÍA ENERGÉTICA DE OCCIDENTE S.A.S. ESP CELSIA COLOMBIA S.A. E.S.P. EMPRESA MUNICIPAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA S.A. E.S.P. COMPAÑÍA DE ELECTRICIDAD DE TULUÁ S.A. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E. E.S.P. EMPRESAS MUNICIPALES DE CARTAGO S.A. E.S.P.
SUR	EMPRESA DE ENERGIA DEL VALLE DE SIBUNDOY S.A. ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DEL BAJO PUTUMAYO S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.
CENTRO	CENTRAL HIDROELÉCTRICA DE CALDAS S.A. E.S.P. CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DE PEREIRA S.A. E.S.P. EMPRESA DE ENERGÍA DEL QUINDÍO S.A. E.S.P. EMPRESAS PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P. RUITOQUE E.S.P.

**Figura 4-26. Áreas de Distribución – Decreto 388 de 2007**

En otras palabras, se requiere que la regulación permita no sólo el cálculo de cargos horarios sino el traslado al usuario final de una tarifa que refleja los costos de prestación del servicio a lo largo de la cadena de valor. Sólo de esta forma la demanda podrá recibir incentivos a adaptar su consumo como respuesta a la señal de precios, y esta señal de precios induciría un uso eficiente de la infraestructura. Además, este diseño de la tarifa permitiría que los beneficios que aporta la gestión de la demanda (y la implementación de recursos distribuidos en el sistema) sean percibidos por el usuario que modifican su consumo.

La correspondencia entre las tarifas al usuario final y los costos de prestación del servicio es aún más crítica en un escenario de redes inteligentes, ya que tarifas artificialmente elevadas como resultado de subsidios cruzados pueden inducir decisiones ineficientes de autoprovisión del servicio de energía en detrimento de la optimización del sistema en su conjunto, encareciendo aún más el uso de la red para aquellos usuarios que no pueden acceder a soluciones individuales de autogeneración.

Por otra parte, la introducción de tarifas binomias (energía y potencia) para usuarios de altos consumos (como se prevé será la movilidad eléctrica, de la que se habla más adelante en este documento), aún no consideradas en Colombia, haría correspondiente la señal de precios con los costos que imponen estos usuarios a la red y a las necesidades operativas. Estas tarifas facilitarían que la demanda tome decisiones alineadas con los requerimientos del distribuidor, y reflejarían el aporte que pueden hacer los usuarios a la optimización en el uso de los recursos vinculados con la prestación del servicio de electricidad a lo largo de la cadena. Sin embargo, se requiere que la implementación

de este nuevo esquema tarifario en Colombia vaya acompañada de un diseño simple, que resulte de fácil comprensión para los usuarios que se enfrentarían a él.

La utilidad de la implementación de estas tarifas binomias para usuarios residenciales y comerciales amerita un estudio más detallado.

Ahora bien, el balance entre los principios de solidaridad y de eficiencia económica contenidos en la Ley 142 de 1994, hace que la tarificación horaria y binomia afronte retos considerables en su diseño, más aún si se desmonta el esquema de ADD al que ya se hizo referencia.

Entendemos que para Colombia la desregulación tarifaria de los segmentos de clientes de bajos consumos representa un cambio significativo, no obstante, es una medida necesaria para promover la competencia en comercialización en beneficio de los mismos usuarios. Por esta razón, recomendamos que la liberalización del mercado se entienda como una meta de mediano plazo, hacia la que deben conducir medidas regulatorias graduales como la instalación de medición avanzada, las tarifas horarias, la entrada en funcionamiento del Gestor Independiente de Datos e Información propuesto por la CREG, la capacitación al usuario, y la separación distribución-comercialización. Considerar además que la implementación masiva de medidores inteligentes facilitaría el rediseño del modelo de subsidios y contribuciones basado en estratos y en características prediales para migrar a uno basado en ingreso, como se ha contemplado en varias ocasiones en el país.

Por último, resaltar que la adopción de tarifas horarias y binomias también fue recomendada por la Misión de Transformación.

### **Demanda Desconectable Voluntaria en el contexto de las redes inteligentes**

En escenarios que exigen mayor flexibilidad, tanto del lado de la oferta como de la demanda, para la correcta operación de la red, el esquema de DDV vigente en Colombia se queda corto por varias razones. Primero, porque no está pensado para ser ofrecido a los operadores de red que vean atractivo inducir la modificación del perfil de consumo de los usuarios, incluso de los más pequeños, para aplanar la curva de carga, o para evitar congestión en áreas específicas de la red de distribución. Segundo, porque tampoco existe un mercado dinámico de DDV, más allá del bilateral, que permita transar a nivel mayorista estas modificaciones de consumo.

La implementación masiva de AMI permite dar mayor impulso a la participación activa de los usuarios en mecanismo de respuesta de la demanda, incluso de los residenciales, en la medida que facilita la lectura de su consumo, la verificación de las reducciones o desplazamientos de demanda de acuerdo con las condiciones pactadas, y permite identificar con mayor claridad las áreas de la red en donde esta respuesta de la demanda puede aportar más beneficios a la operación del sistema.

En este sentido, se recomienda la implementación de esquemas de mercado en donde comercializadores especializados en DDV, o agregadores si se adopta esta figura, en representación de usuarios, ofrezcan a otros agentes (generadores, distribuidores) o al mercado mayorista, la disponibilidad a disminuir su consumo de energía a cambio de una remuneración por permitir la operación del sistema eléctrico de forma balanceada y, en el caso de los generadores, para que cumplan sus requisitos de confiabilidad.

Por último, ante un objetivo de descarbonización, sería recomendable que la regulación que promueva la respuesta de la demanda en forma de DDV se dirija únicamente a los usuarios que no acuden a plantas de emergencia que utilicen combustibles con mayores emisiones que la planta que no fue despachada por este recorte de la demanda. Esta precisión es importante pues se sabe que

actualmente buena parte de los participantes en programas de DDV se respaldan en plantas de diésel para mantener sus operaciones y por lo tanto no está alineado a la descarbonización.

### 4.2.3 Almacenamiento Eléctrico (ES)

Ante la presencia de generación distribuida de carácter intermitente, fluctuaciones en la demanda y vehículos eléctricos, el almacenamiento de energía es una fuente relevante de flexibilidad para la red siempre y cuando esté cerca de la demanda.

Conectado a los sistemas de distribución, el almacenamiento eléctrico permite (EASE-EERA, 2017):

- Aplanar la curva de carga del sistema, almacenando energía que luego se vierte a la red en horas pico disminuyendo la congestión;
- Servir de soporte ante fallas de la red, garantizando niveles de voltaje, capacidad y suministro eléctrico;
- Diferir la inversión en aumentos de capacidad de la red;
- Gestionar la calidad de la potencia del sistema;
- Hacer control dinámico de voltaje;
- Aislar segmentos de la red, garantizando un suministro eléctrico adecuado en el segmento aislado;
- Facilitar el cumplimiento de las condiciones técnicas de interconexión con la red de transmisión;
- Gestionar el balance de la potencia reactiva de la red.

Adicionalmente, el uso del almacenamiento por parte de los usuarios finales de electricidad en forma de baterías de litio, fortalece la capacidad de la demanda de participar activamente en el mercado y en el suministro de flexibilidad adicional a los sistemas de distribución. No obstante, las redes de distribución han sido diseñadas para suministrar la potencia de forma unidireccional, y agregar la posibilidad de que los flujos de energía se inviertan, requiere que estos cambios se hagan de forma gradual.

#### 4.2.3.1 Regulación vigente

La regulación colombiana introdujo en 2019 la figura del almacenamiento a través del denominado Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (SAEB), mediante Resolución CREG-098 de 2019. En esta disposición, los SAEB se incorporan al Sistema Interconectado Nacional con el objetivo de mitigar problemas de congestión en el Sistema de Transmisión Nacional (STN) y en los Sistemas de Transmisión Regional (STR).

Para su instalación se sugiere surtir un proceso centralizado de planeación a cargo de la UPME, quien identifica la subestación y el nivel de tensión que requiere la instalación del SAEB. Posteriormente esta entidad somete a competencia la selección del agente que llevará a cabo la puesta en marcha del Sistema.

Dado que su instalación se produce debido a una necesidad específica y que se garantiza su remuneración, este SAEB no puede prestar servicios distintos al que le fueron asignados a través de la convocatoria.

En el caso de los Sistemas de Distribución Local, la instalación de baterías es una decisión que puede tomar el Operador de Red cuando este almacenamiento eléctrico se utiliza para mitigar situaciones exclusivas de su sistema. La batería se remunera como parte de sus activos de distribución.

### 4.2.3.2 Hallazgos de la etapa de entrevistas

Durante las entrevistas efectuadas, se manifestó la necesidad de contar con una regulación que amplíe el tipo de agentes que puede ofrecer servicios complementarios, pues en la actualidad, sólo los generadores despachados centralmente tienen esta facultad y obligación.

También se identificó que, aunque en la política pública existen metas específicas para la instalación de capacidad de generación proveniente de fuentes renovables no convencionales, esta meta no se acompaña de algún objetivo de instalación de capacidad de almacenamiento para dar soporte a estas fuentes.

### 4.2.3.3 Recomendaciones

El rol del almacenamiento de energía reconocido en la regulación colombiana tiene aún bastante potencial por ser desarrollado a través de la distribución, con la participación de agentes distintos al Operador de Red.

Las baterías pueden prestar un sin número de servicios, adicionales al de la solución de problemas de congestión en redes de alta y media tensión. El reconocimiento regulatorio de las funciones que puede prestar el almacenamiento a nivel de distribución generaría un entorno más propicio para la inversión en esta tecnología en beneficio de la flexibilidad (Revesz & Unel, 2018). Reconocer regulatoriamente un mayor número de servicios y facilitar su prestación, es una medida necesaria para beneficiarse del uso del almacenamiento como parte de la transformación hacia un sistema eléctrico más flexible.

Por lo múltiples usos de estos recursos, los servicios de almacenamiento pueden beneficiar a agentes diversos:

- A los generadores tradicionales, despachados centralmente, que requieran servicios complementarios;
- A los operadores de redes de distribución para mejorar la calidad de su servicio y resolver contingencias técnicas en segmentos de su red;
- A los generadores distribuidos para cumplir con sus requisitos de calidad en el suministro eléctrico, y para beneficiarse de las diferencias de precios horarios durante el día;
- Al operador del sistema, por intermedio de los operadores de sistemas de distribución, quienes pueden proveerle servicios de flexibilidad;

A los usuarios finales, ya sean residenciales, oficiales, comerciales o industriales, involucrados en programas de respuesta de la demanda.

En las siguientes subsecciones se detallan recomendaciones sobre los distintos componentes a considerar dentro del almacenamiento eléctrico.

#### Reconocimiento de otros usos de las baterías en sistemas de transmisión y en la prestación de servicios complementarios

Aunque la regulación colombiana ya ha reconocido el rol de los SAEB a nivel de transmisión nacional, regional y de distribución local para resolver situaciones de congestión, se recomienda al Regulador explorar otros usos como el respaldo ante contingencias en la prestación del servicio, permitiendo que las baterías se instalen para crear **redundancia en los sistemas de transmisión** para garantizar la continuidad en la prestación del servicio aún ante fallas en algún componente de la red. También

podría considerarse el uso de baterías como activos que pueden facilitar el manejo de **calidad de la potencia y maniobrar las variaciones** en el voltaje, entre otros atributos.

En materia de servicios complementarios, la regulación colombiana establece que son los generadores de energía quienes deben proveer los servicios de control de tensión y potencia reactiva, control de frecuencia mediante regulador de velocidad, estabilización de potencia, regulación secundaria de frecuencia con AGC (Código de Operación. **Resolución CREG-025 de 1995**).

En el caso de las plantas solares fotovoltaicas y eólicas conectadas al STN y al STR, además de estos servicios, deben proveer respuesta rápida de corriente reactiva, regulación de frecuencia mediante control de potencia activa/frecuencia y respuesta rápida en frecuencia para el caso de las plantas eólicas. Estas fuentes renovables sólo están exceptuadas de prestar el control de frecuencia mediante regulador de velocidad y estabilización de potencia (**Resolución CREG-060 de 2019**).

**Tabla 4-2. Servicios complementarios y agentes habilitados para prestarlo**

Servicio complementario	Agente habilitado regulatoriamente para prestarlo (Resolución CREG-025 de 1995, CREG-023 de 2001)
Regulación primaria	Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, están en la obligación de prestar el Servicio de Regulación Primaria de Frecuencia.
Regulación secundaria	Todos las empresas de generación deben participar en la regulación secundaria de frecuencia con sus propias unidades o por medio de plantas de otras empresas.
Respuesta rápida en frecuencia para plantas eólicas	Las plantas eólicas, conectadas al STN y STR, deben tener la funcionalidad de respuesta rápida de frecuencia a través de la modulación transitoria de la potencia de salida
Control de voltaje	Todas las plantas del SIN están obligadas a participar en el control de tensión, por medio de la generación o absorción de potencia reactiva según la curva de capacidad declarada. La generación o absorción de potencia reactiva de las centrales se establece en los análisis eléctricos de estado estacionario para las diferentes condiciones de demanda.

La obligación de prestar servicios complementarios, o de contratarlos con otros generadores, aplica a todos los generadores con plantas despachadas centralmente. Es decir, como los generadores distribuidos no son despachados centralmente, tampoco están en la obligación de prestar estos servicios.

Dado que las baterías permiten prestar una variedad de servicios complementarios, se recomienda a la CREG avanzar en la identificación de cuáles servicios complementarios podrían ser prestados por activos de almacenamiento en el mercado colombiano, expidiendo la regulación necesaria para crear mecanismos de mercado en los que compitan los generadores con agentes que utilicen activos de almacenamiento para la prestación de estos servicios.

La múltiple remuneración, que se ha mencionado como una preocupación por parte de otros reguladores, especialmente la FERC, debería resolverse en tanto sea un servicio que se preste en

condiciones competitivas y sin garantía de rentabilidad para quien invierte en estos activos. Lo que sí se requiere es establecer regulatoriamente:

- ii) las condiciones técnicas que deben cumplir para participar en el mercado;
- iii) acceso a la red de distribución, sujeto al cumplimiento de condiciones técnicas tanto de los activos como de la conexión al sistema, y;
- iv) los mecanismos a través de los cuales los operadores de red podrían beneficiarse de los servicios de almacenamiento, para garantizar la calidad de su servicio.

### Reconocimiento de los usos múltiples de las baterías en sistemas de distribución

Dado que el almacenamiento es tan sólo una de las tecnologías que puede aportar flexibilidad a los sistemas de distribución, pero que su escala y costo es cada vez menor en el caso de las baterías, recomendamos acompañar su reconocimiento regulatorio con el diseño de mercados competitivos para la adquisición de estos servicios por parte del operador del sistema de distribución, como se aplica en Europa.

Esta opción permite que sea el distribuidor quien valore el precio de las fuentes de flexibilidad disponibles (respuesta de la demanda, V2G, baterías, reforzamientos de la red de distribución), y a partir de esa valoración decida si sus requerimientos operativos se resuelven de manera más eficiente acudiendo a estas fuentes de flexibilidad o reforzando su red de distribución.

Para asegurar que la valoración del almacenamiento, y por ende de la flexibilidad, se haga de forma neutral, se recomienda que por regla general se prohíba a los operadores de sistemas de distribución de adquirir activos de almacenamiento adicionales a los que ya se hayan instalado bajo la señal regulatoria de la Resolución CREG-098 de 2019. La marcada integración vertical entre los distribuidores de energía con actividades de comercialización (incluyendo la generación) hace más crítica esta separación. Es decir, sólo bajo ciertas excepciones el operador del sistema de distribución estaría facultado para poseer, desarrollar y operar este tipo solución. Además, para la incorporación del almacenamiento a nivel de distribución se recomienda acudir a mecanismos abiertos y competitivos.

La prohibición al operador del sistema de distribución de adquirir y operar activos de almacenamiento, salvo situaciones específicas, es la práctica habitual en la Unión Europea, Australia y China (International Energy Agency, 2020).

Justamente porque existen varias alternativas para proveer flexibilidad a la red de distribución, no siempre es claro bajo qué circunstancias el almacenamiento de energía es la más eficiente de ellas (Denholm, Ela, Kirby, & Milligan, 2010).. Por esta razón, recomendamos mantener el principio de neutralidad tecnológica en el diseño regulatorio de los mecanismos que le permitan al distribuidor incorporar flexibilidad en su sistema.

#### 4.2.4 Vehículo eléctrico y Vehicle-to-the-Grid (V2G)

La elevada participación del sector transporte en el consumo de combustibles fósiles en Colombia ha motivado cambios recientes en la política pública dirigidos a su sustitución<sup>3</sup>. Como se verá a continuación, iniciativas de rango legal apuntan a la masificación de los vehículos eléctricos y en este sentido, es conveniente acompañar estas medidas con otras que reduzcan el impacto de esta

---

<sup>3</sup> De acuerdo con la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica y el Balance Energético Colombiano (BECO), el sector transporte consumió en 2017 el 39,6% de la energía final, y el 95,8% de esta energía proviene de combustibles fósiles, principalmente derivados del petróleo.

tecnología sobre el Sistema Interconectado Nacional, y la conviertan en un recurso adicional de flexibilidad para las redes.

#### **4.2.4.1 Regulación vigente**

La Ley de Movilidad Eléctrica expedida en 2019 (Ley 1964 de 2019), sentó las bases para la elaboración de la Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica que incluye los lineamientos para que las autoridades nacionales, departamentales y municipales tomen medidas que faciliten la incorporación de esta tecnología tanto en el transporte público como privado y oficial.

Hasta el momento los vehículos han sido vistos como nuevos usuarios de los sistemas de distribución de electricidad, con las consecuencias sobre la operación y estabilidad de las redes de distribución. Mientras tanto, su rol como agentes activos en la prestación de servicios a la red como *Vehicle-to-the-Grid* (V2G) está aún por analizarse.

La regulación del sector eléctrico no está diseñada para considerar las particularidades de este nuevo usuario, más aún por su carácter no domiciliario. La Estrategia Nacional de Movilidad Eléctrica contempla la responsabilidad del Ministerio de Minas y Energía y de la CREG de analizar la implementación de tarificación horaria para carga de vehículos y su interacción con la red (V2G). Estas definiciones estarían previstas para el tercer trimestre de 2022.

#### **4.2.4.2 Hallazgos de la etapa de entrevistas**

En materia de vehículos eléctricos y su relación con el servicio de energía eléctrica, señalaron que se requiere mayor claridad sobre la forma en que serán tarificados estos vehículos, lo que pasa por definir si ante el sistema serán usuarios distintos al domiciliario y si sobre este consumo aplicará el esquema de subsidios y contribuciones vigente.

También manifestaron la importancia de analizar mejor el impacto sobre las redes de distribución y transmisión que pueda tener el cumplimiento de las metas de penetración de la movilidad eléctrica contenidas en la Ley 1964 de 2019.

En cuanto a su interacción con la red, señalaron que como la regulación vigente no contempla los servicios auxiliares prestados por agentes distintos a los generadores, los vehículos eléctricos, como almacenadores, tampoco podrían participar ofreciendo estos servicios.

Por último, vieron relevante que se especifique qué manejo se le dará a la información de consumo eléctrico por parte de estos dispositivos, incluyendo quién es el responsable de su almacenamiento, custodia y gestión, y quiénes y mediante qué mecanismo se podría acceder a esta información.

#### **4.2.4.3 Recomendaciones**

En las siguientes subsecciones se detallan recomendaciones sobre los distintos componentes a considerar dentro de vehículos eléctricos.

#### **Tarifas aplicables al consumo de vehículos eléctricos**

La conexión del elevado número de vehículos eléctricos (VE) que espera alcanzarse con las medidas contenidas en la Ley de Movilidad Eléctrica tendrá impactos relevantes sobre el funcionamiento de los sistemas de distribución de las principales ciudades: mayores pérdidas de energía, alteraciones en el voltaje de las redes, sobrecarga en las subestaciones. Estos impactos ponen de presente la

necesidad de hacer que las tarifas para la carga de estos vehículos reflejen mejor el impacto de su conexión a la red de distribución.

Los esquemas de precios que permiten reflejar los costos de prestación de este servicio incluyen: tarifas horarias para incentivar conductas eficientes de carga y descarga, y tarifas binomias para dimensionar las exigencias de potencia a la red en el caso de estaciones de carga rápida, por ejemplo.

En el Reino Unido ya se observan tarifas minoristas promocionadas comercialmente como tarifas especiales para vehículos eléctricos, tanto en estaciones de carga públicas como residenciales. El fundamento de estos precios es incentivar la carga de vehículos en horas de baja demanda de energía -y por lo tanto de poco uso de la red de distribución-, para aprovechar los precios bajos de generación en el mercado mayorista. Cada comercializador compite con menús de precios que en algunos casos consideran paquetes de tarifas para el servicio residencial y para el vehículo, precios pico y no pico fijos hasta por un año, energía proveniente 100% de recursos renovables para aquellos clientes con mayor sensibilidad a temas ambientales, exposición total a precios mayoristas con tarifas que se actualizan cada media hora acompañadas de mecanismos automáticos de conexión y desconexión de la batería, entre muchas otras modalidades.

Es aún incierto si en el contexto económico colombiano podrá observarse una penetración elevada de vehículos eléctricos individuales. Sin embargo, la inminente entrada en funcionamiento de transporte público con tecnologías eléctricas en las principales ciudades del país haría recomendable la implementación de tarifas binomias y horarias dirigidas a clientes que, como los sistemas de transporte masivo eléctrico, representan cargas con impactos significativos para la operación de la red.

En línea con lo expuesto en la sección de Respuesta de la Demanda, la incursión masiva de vehículos eléctricos sugiere el uso de señales de precio horarias que permitan inducir comportamientos eficientes de uso de la red para la carga de estas baterías, en beneficio tanto del usuario como del operador del sistema de distribución.

Con las tarifas binomias se proporciona una señal más transparente de los costos que estas cargas imponen. Estas tarifas, y no sólo las tarifas simplemente horarias, serían más urgentes en áreas urbanas donde se prevea la conexión de estos sistemas de transporte masivo.

## Funcionalidad V2G

Aunque la viabilidad técnica de la prestación de servicios a la red por parte de las baterías instaladas en los vehículos eléctricos no está en entredicho, así como tampoco el beneficio de aprovechar estos recursos como fuentes de flexibilidad, no ocurre lo mismo con la viabilidad financiera para sus propietarios.

Determinar esta viabilidad financiera de los servicios a la red un ejercicio complejo. La operación de vehículos eléctricos en la modalidad V2G tiene un riesgo alto de reducir la vida útil de la batería, y aunque se viene desarrollando tecnología para que el desgaste sea cada vez menor, este impacto puede afectar el balance de costos y beneficios de la participación de los propietarios de vehículos en la prestación de servicios a la red eléctrica. A estos costos habría que sumar los que se derivan de adquirir o rentar una estación de carga dotada con el software requerido para permitir el control a distancia de esa batería por parte de los operadores de red, y los costos económicos asociados a la pérdida de confort en el uso del vehículo, cuando su propietario se compromete a prestar servicios de flexibilidad (Steward, 2017).

Aunque sea incierto el futuro de esta fuente de flexibilidad para la operación de los sistemas de distribución, es pertinente que la regulación tenga previsto en su diseño la participación de baterías, esta vez incorporadas en vehículos, a la que ya se hizo referencia en este documento. Regulación más específica dirigida a V2G no debería adelantarse hasta tener más claridad sobre sus particularidades y diferencias con almacenamiento.

### 4.3 Dimensión de capacidades humanas

Con el despliegue de redes inteligentes, no solamente se transformará la forma como se operan y gestionan los sistemas eléctricos, sino que se requiere que el personal encargado de su implementación cuente con nuevas habilidades. Dado su enfoque interdisciplinario, conocimientos tales como gestión de datos, comunicaciones, interoperabilidad, ciberseguridad, entre otros; se deberán incluir en esquemas de capacitación dirigidos a todos los agentes relacionados con proyectos de redes inteligentes con el fin de garantizar una exitosa integración de estas tecnologías.

En el año 2014, la Unión Europea efectuó un estudio para detectar cuales serían las nuevas habilidades requeridas en el mercado laboral incluyendo la introducción de redes inteligentes, identificando que para mantener un adecuado nivel de conocimiento en el uso de las nuevas tecnologías la capacitación del nuevo personal y reentrenamiento de los trabajadores existentes es clave para garantizar la eficiencia y la seguridad en la implementación de estas (ICF GHK and Cedefop, 2014). Dentro de las nuevas capacidades identificadas destacan:

- Conocimiento en el mercado de eco-energía
- Medición y gestión de redes inteligentes
- Sistemas informáticos / infraestructura de redes inteligentes - TIC y almacenamiento de energía
- Cooperación con proveedores de energía en el uso de resultados de medición
- Comprensión de los riesgos asociados con la compra de tecnologías de redes inteligentes
- Modelos de negocio para determinar la rentabilidad de las inversiones en redes inteligentes
- Riesgo de ciberataque y manipulación de las tarifas y el suministro de energía
- Evaluación y gestión de riesgos

En este contexto, para el despliegue de redes inteligentes en Colombia, también es relevante que los diferentes agentes estén familiarizados con los conceptos de redes inteligentes, así como desarrollar capacidades técnicas de los profesionales del sector eléctrico que se encargaran de dicho despliegue. Por lo anterior, dentro de esta fase del proyecto, se identificaron las habilidades y capacidades que debieran desarrollar los diferentes agentes del sector eléctrico, para que estos puedan integrar adecuadamente las tecnologías de redes inteligentes que ayuden a cumplir con las metas de crecimiento verde y sostenible establecidas por el gobierno nacional.

Para lo anterior, se desarrolló la encuesta “*Capacidades para la integración de tecnologías de Redes Inteligentes*” (Ver Anexo A), aplicada entre junio y julio de 2020, a través de la cual se buscó recopilar la visión de los diferentes agentes del sector sobre las capacidades requeridas para la integración de estas nuevas tecnologías, así como analizar cuáles son los temas que requieren de un plan de capacitación.

Se obtuvieron 108 respuestas de participantes pertenecientes a diferentes agentes del sector eléctrico, 84.3 % hombres y 15.7 % mujeres. Los sectores que participaron fueron *i)* Operador del sistema (XM); *ii)* Empresas eléctricas (Generadores, Transmisores, Distribuidores, Comercializadores); *iii)* Regulador, *iv)* Gobierno; *v)* Sector privado (Empresas de equipos y servicios) y, *vi)* Academia. Su representatividad en la muestra se observa a continuación:

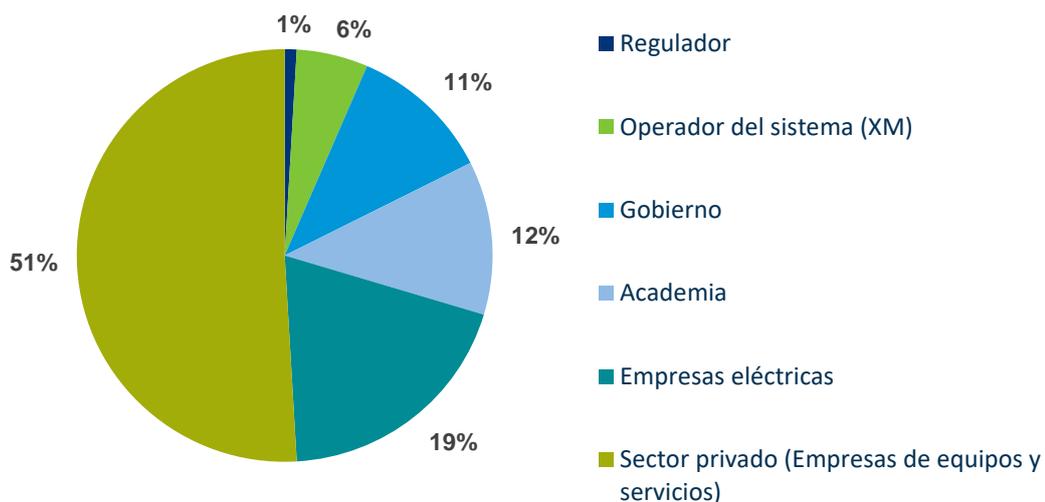


Figura 4-27. Representatividad de los sectores consultados, según el tamaño de la muestra. Elaboración propia con información de la encuesta.

El desglose de respuesta por el tipo de participación de los agentes se muestra en la siguiente Tabla:

Tabla 4-3. Desglose de respuestas recibidas a la encuesta

Agente	Porcentaje de participación total	Perfil de participación por tipo de agente				
		Tomador de decisiones	Investigador	Técnico-Operador	Ventas Marketing	Otro
<b>Empresas Eléctricas</b>	19%	19%	43%	24%	0%	14%
<b>Academia</b>	12%	15%	85%	0%	0%	0%
<b>Sector privado</b>	51%	55%	11%	5%	25%	4%
<b>Gobierno, Operador del sistema (XM) o Regulador</b>	18%	26%	26%	37%	0%	5%

Los resultados identificados en cuanto al despliegue de funcionalidades basadas en las cuatro tecnologías priorizadas (AMI, DER, VE y ADA) sugieren que, a consideración de participantes pertenecientes a empresas eléctricas, el país aún se encuentra en una etapa inicial de implementación en donde las funcionalidades más desplegadas son inherentes a la tecnología; los resultados para las cuatro tecnologías se pueden observar en la Figura 4-28.

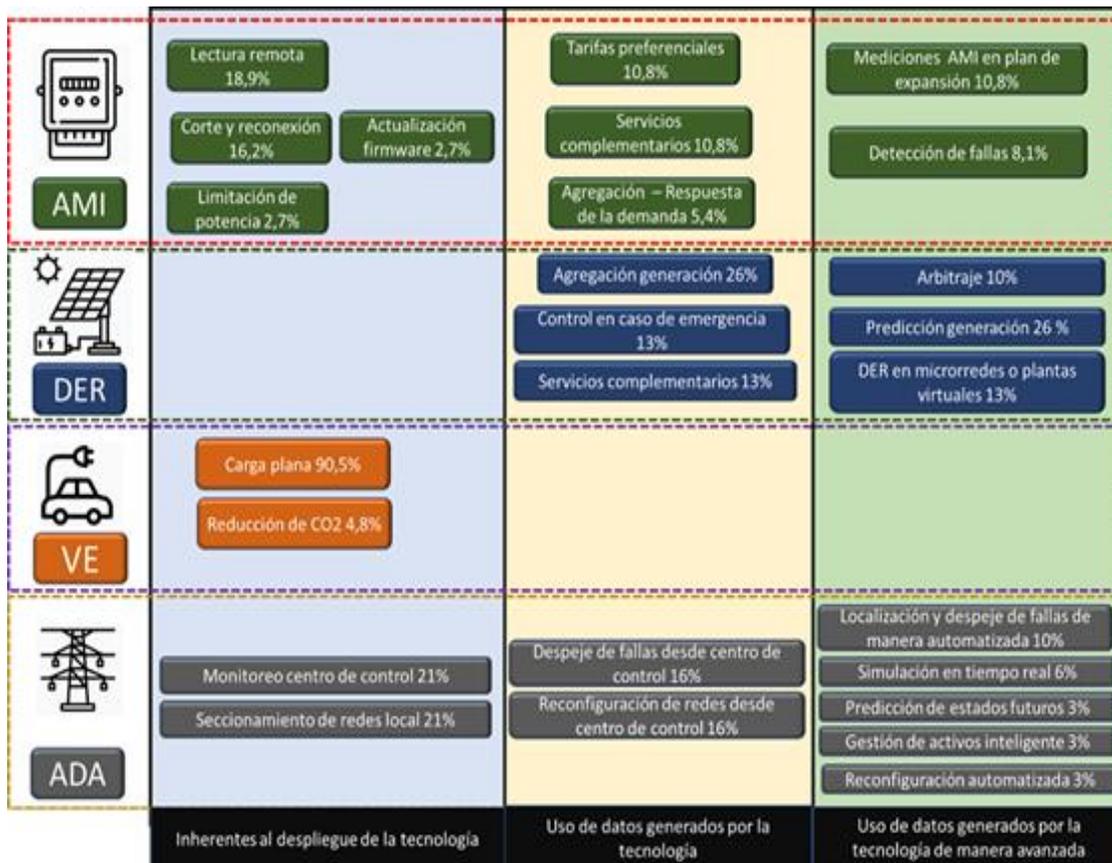
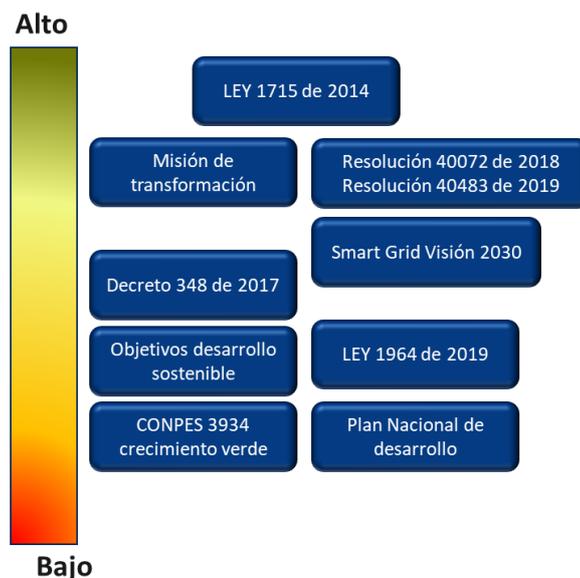


Figura 4-28. Despliegue de funcionalidades por tecnología a partir de las respuestas obtenidas en la encuesta. Elaboración propia.

En cuanto a regulación, políticas y documentación relacionada con redes inteligentes, los conocimientos identificados muestran que el sector tiene un conocimiento alto de la Ley 1715 de 2014, enfocada hacia la integración de tecnologías de generación en energías renovables, de igual forma un alto conocimiento sobre los resultados de la Misión de Transformación y las resoluciones expedidas por el Ministerio de Minas y Energías en cuanto a la tecnología AMI. Por otra parte, se observó que es necesario reforzar la difusión de políticas emitidas por el gobierno, tales como el CONPES 3934 y el Plan Nacional de Desarrollo, a respuesta de los participantes, como se evidencia en la Figura 4-29.



**Figura 4-29. Conocimiento identificado respecto a la regulación relacionada con tecnologías de redes inteligentes. Elaboración propia.**

También se identificaron las competencias o conocimientos técnicos que las y los profesionales del sector consideran que deben tener para la implementación de las cuatro tecnologías listadas; las consideradas como más necesarias fueron: Visualización e interpretación de datos, conocimiento en telecomunicaciones. Así mismo, se identificó que las capacidades menos necesarias, según los encuestados, fueron conocimientos en electrónica de potencia y conocimiento en inteligencia artificial, como se observa en la siguiente figura:



**Figura 4-30. Identificación de capacidades para la integración de redes inteligentes. Elaboración propia.**

Específicamente para las empresas eléctricas, a partir de las respuestas obtenidas fue posible identificar la necesidad de mejorar las capacidades de análisis de grandes volúmenes de información especialmente respecto a las habilidades del personal en cuanto a conocimiento de aprendizaje de máquinas, personal con conocimiento en *big data* y la capacidad de utilizar los datos en tiempo real dentro de los procesos internos. Respecto a la utilización de información proveniente de las tecnologías de redes inteligentes, se identificó una necesidad de mejora sobre la generación de conocimiento a partir de los datos, el monitoreo de indicadores generados a partir de los datos y el desarrollo de nuevos modelos de negocios basados en TIC. Como se puede observar, estos puntos de mejora están relacionados fuertemente con la habilidad del personal de gestionar información a través de técnicas computacionales.

De la misma forma, se buscó que tan preparadas se encuentran las empresas eléctricas para la integración de las 4 tecnologías priorizadas en el país, encontrando que en la tecnología ADA estas empresas se encuentran mejor preparadas y que para la tecnología DER es donde no se sienten tan preparadas. Esta misma pregunta se realizó a los agentes pertenecientes a la categoría Operador, Regulador y Gobierno, encontrando que la tecnología para la cual se encuentran mejor preparados es AMI.

Cabe resaltar que, comparando las respuestas de estos dos agentes, se evidencia una diferencia en cuanto a que tan preparadas se encuentran para la tecnología ADA, en donde los participantes de la categoría Operador, Regulador y Gobierno, indicaron que se encuentran poco preparados. El resultado de esta comparación se puede observar en la Figura 4-31.



Figura 4-31. ¿Qué tan preparadas están las empresas para la integración de las tecnologías de Redes Inteligentes?<sup>4</sup>

En el caso de la categoría de Operación, Regulación y Gobierno respecto a si tienen contemplado adelantar acciones para la integración de las tecnologías priorizadas, como expedición de regulaciones, normas o reglamentos operativos; se pudo constatar que estas entidades tienen contemplado adelantar acciones en el corto plazo (<1 año) para la tecnología AMI y para las tecnologías DER, para VE y ADA se tiene contemplado adelantar acciones en el mediano plazo (1 a 3 años) como se observa en la Figura 4-32.

<sup>4</sup> Las personas consultadas respondieron que tan preparadas están sus empresas de acuerdo con una escala lineal donde 1 es "Nada preparada" y 5 es "Muy preparada". Para mayor información consulte el Anexo A – Capacidades para la integración de tecnologías de Redes Inteligentes.

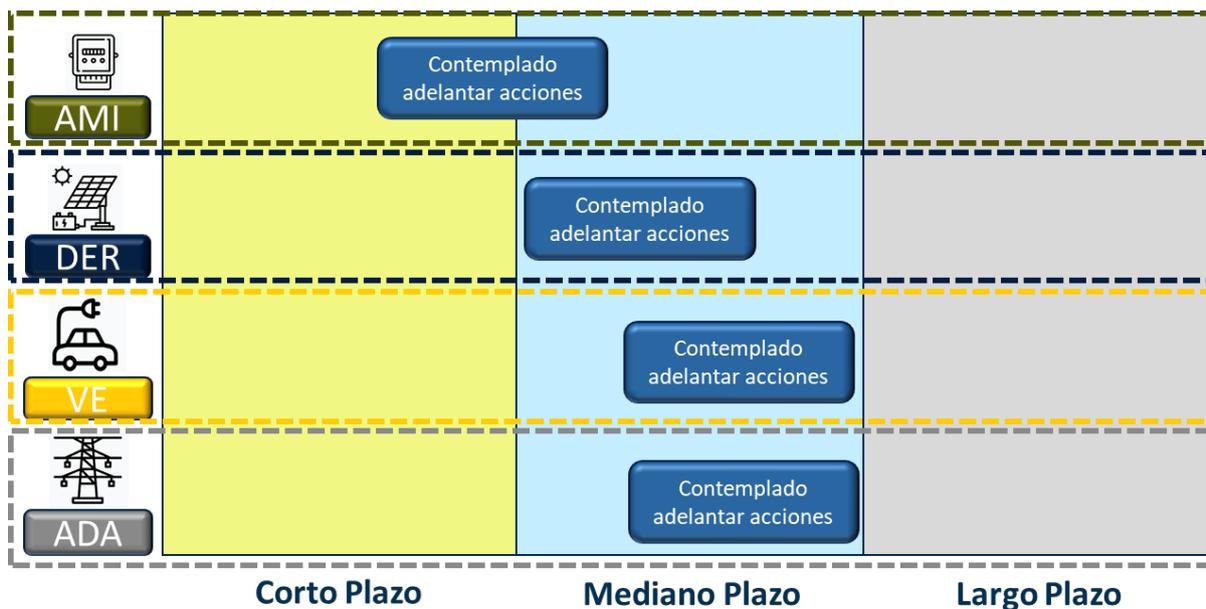


Figura 4-32. A corto o mediano plazo ¿Tiene contemplado adelantar acciones (expedición de regulaciones, normas, reglamentos operativos) para la integración de Recursos Energéticos Distribuidos. Elaboración propia.

Así mismo, se consultó a los participantes pertenecientes a la Academia cuáles son las competencias que se enseñan actualmente y que están relacionadas a la temática de redes inteligentes, los resultados se observan en la Figura 4-33. De estos resultados se observa que, aunque los agentes del sector identifican falencias en las competencias de su recurso humano en temas de análisis de grandes volúmenes de datos e inteligencia artificial, también la Academia tiene una baja oferta en cuánto a capacitación en dichas áreas.

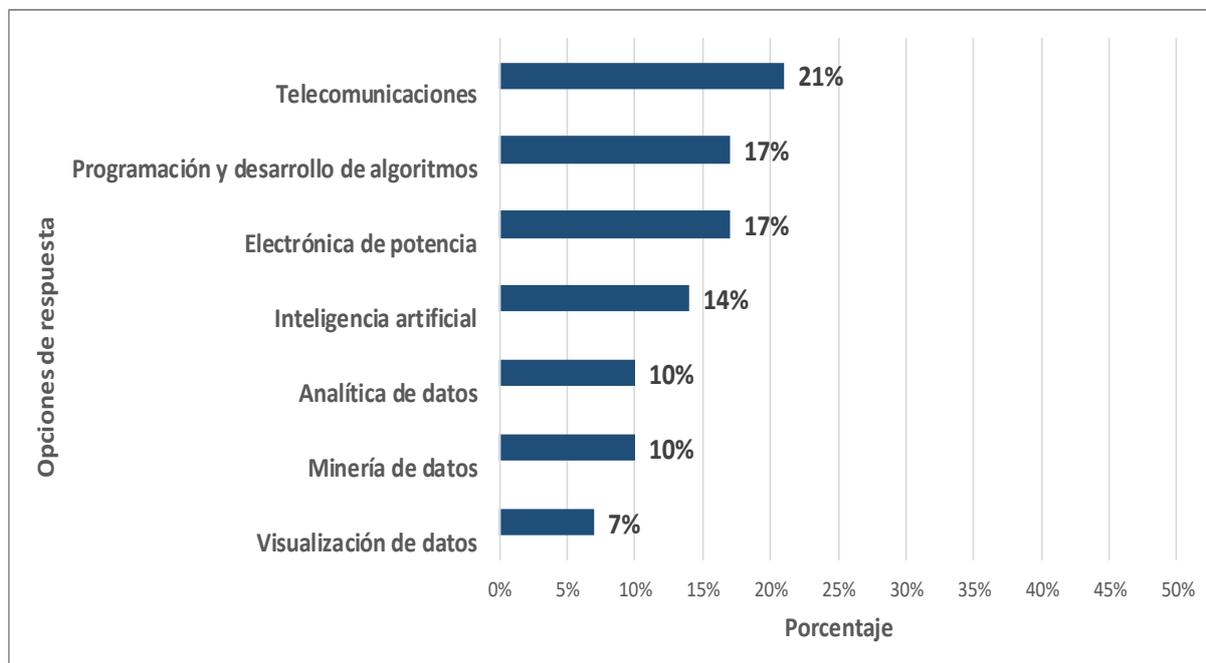


Figura 4-33. Competencias que actualmente se enseñan en la Academia, relacionadas con redes inteligentes. Elaboración propia.

Respecto a las acciones que se consideran necesarias por parte de la Academia para capacitar al personal en aspectos de tecnologías de redes inteligentes, en la Figura 4-34 se observan los resultados en donde se considera muy necesario fomentar el desarrollo de tesis de investigación asociadas a redes inteligentes, así como la firma de convenios o alianzas con empresas del sector.



Figura 4-34. Recursos necesarios para fomentar la capacitación en temas de redes inteligentes por parte de la Academia. Elaboración propia.

En cuanto a los proyectos piloto desarrollados en torno a las 4 tecnologías priorizadas, participantes de la Academia indicaron contar con menor número de proyectos piloto en ADA. Igualmente, se encontró que para DER los encuestados indicaron contar con este tipo de pilotos en mayor medida. En la Figura 4-35 se presenta la forma como dieron respuesta los encuestados a esta pregunta.

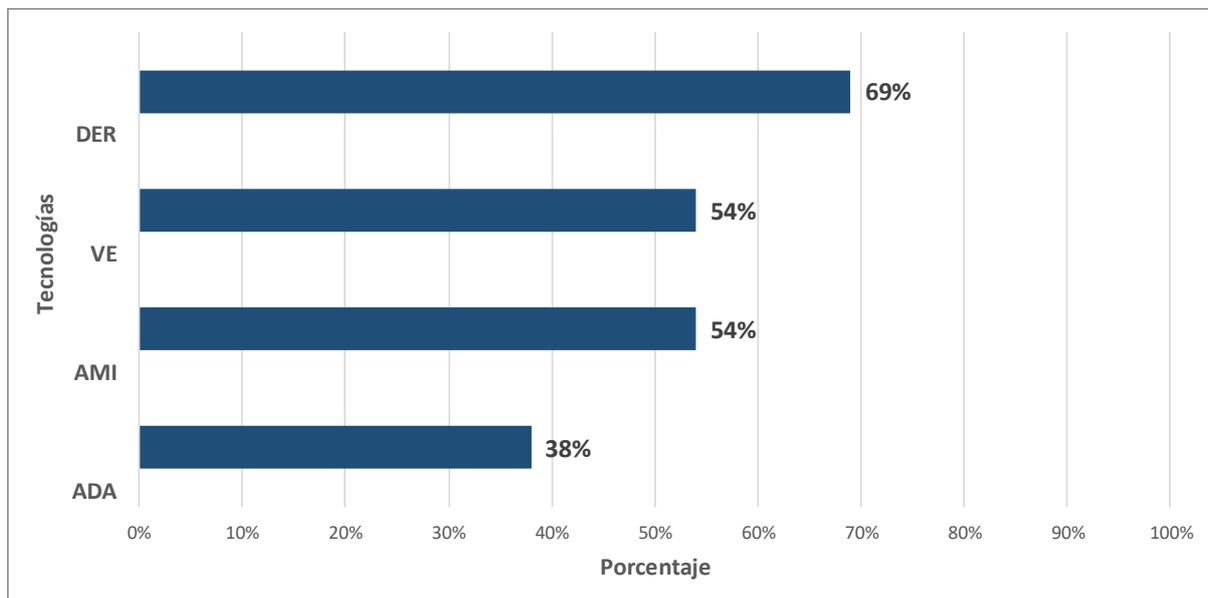


Figura 4-35. Proyectos piloto demostrativos por tecnología. Elaboración propia.

En cuanto a temas considerados prioritarios, se identifican otras 6 temáticas de capacitación que los participantes consideraron prioritarias para llevar a cabo dentro de sus organizaciones. A continuación, se presenta una síntesis de dichas temáticas:

- Capacitación en aspectos generales de tecnologías de redes inteligentes (AMI, ADA, DER):** Dentro de esta temática se agrupan capacitaciones sobre protecciones, requisitos mínimos de conexión, operación y control, plataformas de gestión energética (Microrredes y virtual power plants), Eficiencia energética, gemelos digitales e internet de las cosas.

- **Capacitación en ciberseguridad e interoperabilidad aplicada al sector eléctrico:** Se identificaron temáticas referentes a Blockchain, Modelo Sgam, Seguridad en el manejo de la información, gobernanza de datos.
- **Capacitación en Telecomunicaciones:** Fueron identificadas temáticas relacionadas con Redes 5G, Arquitecturas de comunicación, protocolos y estándares, analítica de datos, inteligencia artificial, técnicas de análisis de grandes volúmenes de datos, estructuración y administración de bases de datos.
- **Modelos de negocio y mercado:** En esta categoría se agrupan las temáticas relacionadas con modelos de negocios para DER y mercado intradiario.
- **Normatividad y regulación para las tecnologías de redes inteligentes:** Se enfoca a las capacitaciones en regulación de tecnologías de redes inteligentes.
- **Transformación Digital:** Temáticas enfocadas hacia la cultura organizacional y el marketing digital.

Las temáticas más relevantes mencionadas por cada agente del sector eléctrico se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 4-4. Temáticas de capacitación por tipos de agente

Temáticas	Empresas eléctricas	Regulador, Operador del sistema, Gobierno	Privado	Academia
Capacitación en aspectos generales de redes inteligentes	31%	33%	36%	33%
Capacitación en ciberseguridad e interoperabilidad	6%	0%	22%	0%
Capacitación en telecomunicaciones	50%	8%	19%	11%
Modelos de negocio y mercado	6%	50%	14%	22%
Normatividad y regulación	0%	0%	8%	33%
Transformación digital	6%	8%	0%	0%

A través de la encuesta, también se consultó el perfil de las personas que deberían tomar capacitación para estar actualizados con respecto a las temáticas de redes inteligentes, las respuestas indicaron una preferencia por iniciar con personal encargado de la operación y los ejecutivos tomadores de decisiones. El personal de ventas y los docentes se identificaron como los menos prioritarios para

asistir a estas capacitaciones. La forma como fue respondida esta pregunta se puede observar en la Figura 4-36.

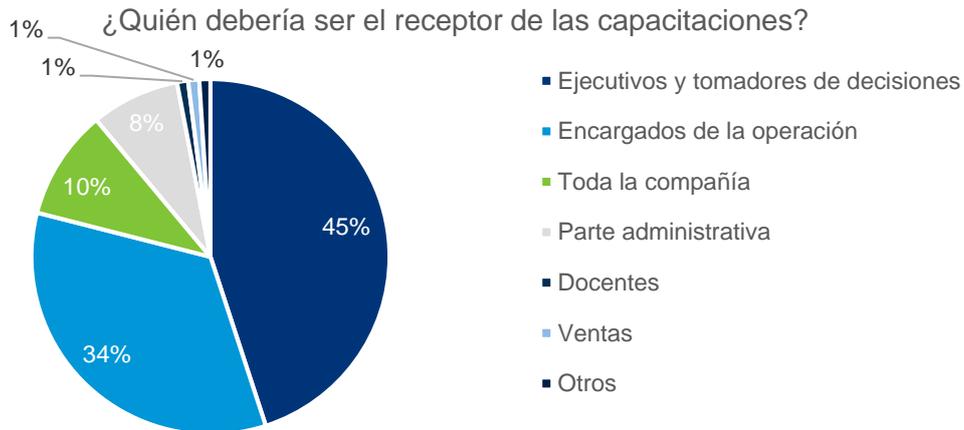


Figura 4-36. ¿Quién debería ser el receptor de las capacitaciones de redes inteligentes? Elaboración propia.

Finalmente, el esquema preferido entre los encuestados para realizar las capacitaciones es un formato mixto, en donde algunas temáticas se traten de manera virtual y otros se traten de manera presencial. Sin embargo, un esquema 100% en línea también fue seleccionado altamente por los participantes. Es importante mencionar que, la forma de capacitación que menos fue seleccionada fue la que se basaba en un esquema presencial dentro de las instalaciones de la compañía (ver Figura 4-37).



Figura 4-37. Clasificación sobre los esquemas preferidos para recibir capacitación en temas de redes inteligentes. Elaboración propia.

Finalmente, teniendo en cuenta las temáticas más relevantes obtenidas por la encuesta, se propone un esquema de capacitaciones organizado en tres módulos, como se observa en la Figura 4-38.

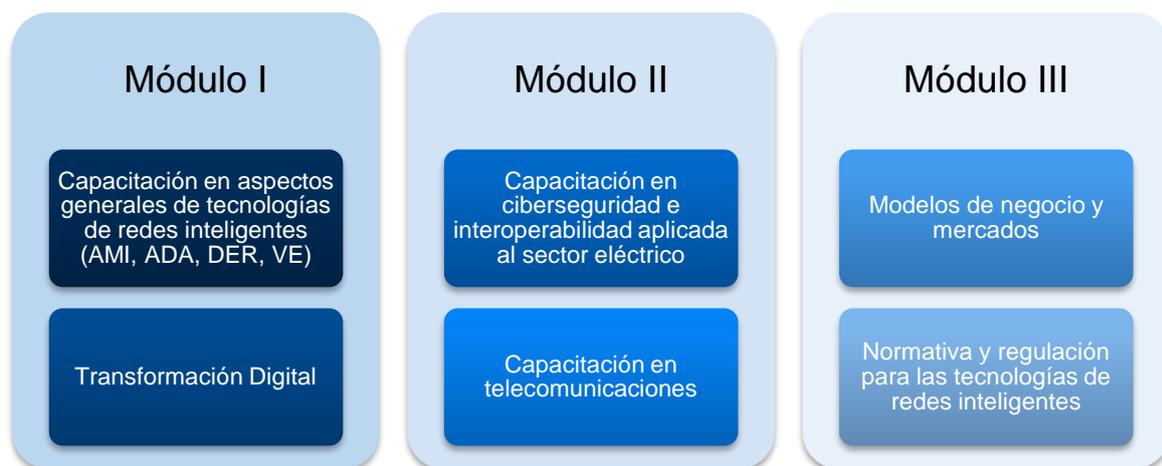


Figura 4-38. Esquema propuesto de capacitaciones. Elaboración propia.

El contenido sugerido de cada módulo se explica a continuación:

### Módulo I

En este módulo se busca alinear el conocimiento de las y los participantes con respecto a los temas de redes inteligentes abordando conceptos básicos, componentes, configuraciones, entre otros elementos, respecto a las tecnologías de redes inteligentes priorizadas (AMI, DER, ADA y VE). Así mismo, se propone que en este módulo las personas participantes entiendan el significado del concepto de transformación digital y lo que conlleva, en cuanto al cambio en la cultura organizacional, así como las nuevas herramientas requeridas por el mercado, por ejemplo, marketing digital.

### Módulo II

En este módulo las personas participantes profundizarían en temas relacionados con la interoperabilidad y la ciberseguridad aplicados al sector eléctrico bajo la influencia del concepto de redes inteligentes. Uno de los objetivos de este módulo es responder al porqué es tan importante contar con una arquitectura de redes inteligentes para fomentar el despliegue de las tecnologías o los niveles de protección que se deben implementar de acuerdo al activo o ciberactivo que se esté protegiendo. Igualmente, en este módulo se abarcaría la temática de comunicaciones respecto a nuevas tecnologías utilizadas en el despliegue de tecnologías de redes inteligentes, protocolos y estándares utilizados y el manejo de grandes volúmenes de información.

### Módulo III

Este módulo tendría por objetivo dar a conocer los nuevos modelos de negocios que se desarrollarán a partir de implementar tecnologías de redes inteligentes en el país y su impacto en cuanto a la gestión del sistema eléctrico. Igualmente, bajo este módulo se analizaría la normatividad que actualmente se encuentra implementada respecto a redes inteligentes para, ya con una base de conocimiento, se analicen sus impactos.

Este esquema de capacitación propuesto considera una metodología mixta, en donde las personas participantes recibirían sesiones de manera virtual, sin dejar de asistir a centros de capacitación para complementar su proceso de aprendizaje. Como se ha mencionado, las capacitaciones estarían dirigidas al personal encargado de la operación y los ejecutivos tomadores de decisiones.

Para responder a la pregunta de quién puede financiar estas capacitaciones, las alianzas entre fondos internacionales, gobierno y academia son clave para brindar confiabilidad y formalidad a los integrantes del panorama de las redes inteligentes. La participación de los Clúster de energía que ya existen en el país, así como la participación de sus comisiones es una herramienta de vinculación que también puede aprovecharse para llegar a una audiencia adecuada.

A continuación, se presentan las conclusiones principales respecto a lo identificado en la dimensión de capacidades humanas en redes inteligentes:

- A través del esquema de capacitación propuesto se abordarían las temáticas que fueron identificadas a través de la encuesta, organizando los módulos con una secuencia que facilitaría el aprendizaje de redes inteligentes. En este sentido, a pesar de que los agentes del sector tienen conocimiento sobre políticas y regulaciones vigentes, es necesario reforzar la difusión de políticas de nivel nacional. En este sentido, y para que haya un mayor entendimiento de las implicaciones de la regulación, se sugiere que el tema se aborde en el tercer módulo de la capacitación.
- De acuerdo con resultados de la encuesta, la visión de los participantes del sector eléctrico es que el país se encuentra en una etapa temprana de despliegue de funcionalidades, las cuales son en su mayoría inherentes a la tecnología y no requieren un procesamiento importante de los datos generados por la misma. A medida que se vayan integrando nuevas funcionalidades, tomará más relevancia la capacidad y el conocimiento de las personas sobre el tema de redes inteligentes.
- Los agentes del sector identifican falencias en las competencias de su recurso humano en temas de análisis de grandes volúmenes de datos e inteligencia artificial coincidiendo con el diagnóstico realizado a la Academia en cuanto a su oferta de capacitación en dichas áreas. Lo anterior refleja la necesidad del país de aumentar su oferta de formación en estas temáticas.
- Específicamente para las empresas eléctricas, a partir de las respuestas obtenidas fue posible identificar la necesidad de mejorar las capacidades de análisis de grandes volúmenes de información especialmente respecto a las habilidades del personal en cuanto a conocimiento de aprendizaje de máquinas, personal con conocimiento en big data y la capacidad de utilizar los datos en tiempo real dentro de los procesos internos.
- Se recomienda fomentar las alianzas entre universidades y empresas que permitan generar proyectos de investigación y alianzas para avanzar en la capacitación en temas de redes inteligentes por parte de la Academia.

# 5 Conclusiones del Proyecto

Nuestro proyecto ha demostrado y cuantificado el beneficio monetario y las emisiones evitadas de GEI que aporta la flexibilidad de las redes inteligentes al sistema eléctrico colombiano. En particular, se ha cuantificado por primera vez los beneficios de flexibilidad que la implementación de redes inteligentes puede significar para el país frente a sus actuales compromisos de descarbonización así como frente a escenarios hipotéticos de descarbonización más ambiciosa que la actual NDC. Todos estos resultados complementan los estudios de beneficios de redes inteligentes, y particularmente de medición inteligente (AMI), desarrollados a la fecha en Colombia.

Además, el orden de magnitud y partes constitutivas de este beneficio proveen información relevante para los próximos planes de desarrollo del sistema eléctrico en torno a los siguientes cuatro ejes de valor:

1. Disminuir los costos de desarrollo de la infraestructura eléctrica
2. Permitir mayor reducción de emisiones del sector eléctrico
3. Aumentar la diversificación y resiliencia de las fuentes de generación
4. Cambiar las características de la demanda

## **1. Disminuir los costos de desarrollo de la infraestructura eléctrica**

Los resultados de nuestro estudio indican que la flexibilidad de la demanda que permite las redes inteligentes, bajo un adecuado marco regulatorio y de mercado que posibilite la provisión de dicha flexibilidad por parte de los usuarios, generará para el sistema importantes ahorros con respecto a la necesidad de refuerzos o construcción de nueva infraestructura de red (es decir de transformadores, líneas o alimentares, y equipos de control y operación asociados). La magnitud de los ahorros presentados corresponde a valores obtenidos con respecto al caso sin presencia de red inteligente, y se observa que la magnitud de estos ahorros es más considerable en el largo plazo, según mayor sea el objetivo de descarbonización.

En efecto, se han identificado y cuantificado ahorros de infraestructura de distribución hacia el año 2030. Este beneficio asciende a USD 42M anualizados en el 2030 debido a una mayor penetración de energías renovables no convencionales para descarbonizar el sistema eléctrico y, por consiguiente, una mayor demanda de flexibilidad. Es así como en 2030 los beneficios de flexibilidad tienen un peso relativo de 4-5% respecto a los otros beneficios cuantificados como reducción de pérdidas, de tiempos de lectura y de aumento de calidad de suministro. Sin embargo, en el 2040 este beneficio de flexibilidad en un escenario de descarbonización al 100% es del orden de USD 726M anualizados relativo al escenario Business as Usual. Más aún, para el horizonte de evaluación 2021-2040, se ha estimado que ese beneficio puede ser del orden del 30% de los beneficios totales de redes inteligentes en el caso de descarbonización total al 2040.

## **2. Permitir mayor reducción de emisiones del sector eléctrico**

Es evidente que el sector eléctrico colombiano tiene aún potencial de reducir sus emisiones tomando decisiones basadas puramente en costos. No obstante, el papel de la flexibilidad aumenta en relevancia frente a mayores ambiciones de descarbonización que la actual meta de 20% al 2030. En efecto, se observa que en el 2030 se podría reducir las emisiones por sobre un 50% comparado con las emisiones del 2019 en el caso con redes inteligentes por un costo menor que el escenario de Business as usual, es decir sin redes inteligentes. Asimismo, se determinó fundamental las redes

inteligentes para hacer factible la descarbonización total del sistema eléctrico en 2040 o 2050, o de lo contrario se requeriría una sobre inversión en capacidad de generación adicional para poder entregar la flexibilidad requerida para mantener la calidad y seguridad del suministro.

Es decir, un exitoso despliegue de redes inteligentes permite aprovechar el potencial de flexibilidad en la demanda eléctrica. Con mayor flexibilidad, Colombia puede aumentar sus ambiciones de descarbonización sin representar un incremento en costos esperados producto de desarrollo de infraestructura de red y de generación respecto al caso sin restricciones de emisiones y sin redes inteligentes.

### **3. Aumentar la diversificación y resiliencia de las fuentes de generación**

Por razones de precios de mercado se espera una creciente penetración de capacidad instalada de fuentes de generación solar y eólica. Las redes inteligentes permitirán que se requiera una menor capacidad instalada de energía renovable no convencional permitiendo que la diversificación de la matriz energética de generación sea más costo efectivo.

Por otro lado, la presencia de redes inteligentes permitirá disminuir la alta dependencia del sistema eléctrico colombiano de su capacidad hídrica, lo que se traduce no sólo en diversificación de las fuentes de flexibilidad, sino que también del aumento de su resiliencia en el contexto de cambio climático.

### **4. Cambiar las características de la demanda**

La presencia de una demanda flexible cambiará la forma en cómo se planea y opera la red y deberá ser tomada en consideración por el planificador y operador del sistema. A través de los ejercicios de simulación se han construido una serie de curvas de demanda sistémicas y regionales que pueden resultar producto de la presencia de flexibilidad. A nivel del sistema nacional, se concluye que una alta penetración de esquemas de respuesta en demanda posibilitado por un despliegue total de los medidores inteligentes se traducirá en un aplanamiento de la curva de demanda agregada, reduciendo el pico de 2040 en 2,140 MW .

Finalmente, nuestro proyecto ha identificado tanto en aspectos tecnológicos, de capacidades y de regulación y políticas las acciones que se debieran priorizar en los próximos dos a tres años de modo de asegurar que los beneficios sistémicos determinados se concreten. Un retraso en estas acciones puede comprometer el costo final de desarrollo del sistema frente a metas de descarbonización por el sobre el 50%, y particularmente en el caso de descarbonización total al 2040. En particular será necesario que se dé a tiempo el adecuado marco regulatorio que posibilite que mediante nuevos servicios y modelos de negocios se haga patente el beneficio de flexibilidad de la demanda.

Sin embargo, es importante recalcar que una red más automatizada, es decir con más puntos de corte con más telegestión y telecontrol y despliegue de tecnologías de telecomunicaciones, condición técnica necesaria para que se posibilite dicho beneficio, requerirá de una inversión adicional a la inversión base (o de 'Business as usual' - BAU) por parte de las empresas eléctricas. Más aún, el modelo usado para cuantificar el beneficio de flexibilidad no recoge particularidades donde pudiera hoy existir déficit de infraestructura y de calidad de servicio. A partir de lo anterior, se sugiere estudiar en mayor detalle el Costo Beneficio, para determinar el caso por cada OR de acuerdo con su realidad actual.

Por otro lado, con la aparición de las redes inteligentes surgen nuevos conceptos los cuales deben ser adoptados por parte de los agentes de manera integral para poder efectuar una verdadera coordinación entre sus procesos. El concepto de interoperabilidad debe pasar de la capacidad de intercambiar un componente por otro dentro de una red eléctrica a la capacidad de intercambiar información entre los diferentes procesos que se llevan a cabo para ofrecer un servicio. Esto plantea

un desafío de enormes proporciones hacia los diferentes agentes quienes deberán definir los requisitos de interoperabilidad entre las capas que componen sus sistemas y organizaciones (protocolos, buses de información, esquemas estructurados de información entre otros), teniendo un impacto global dentro de las estructuras de las compañías. Asimismo, otro de los conceptos fundamentales que debe ser abordados de manera contundente por los agentes, es el de ciberseguridad. Tener un sistema altamente digitalizado puede abrir huecos de vulnerabilidad que pueden llegar a afectar inclusive la estabilidad de la totalidad del sistema y provocar apagones que afecten a todo el país. Esto se debe combatir no solamente construyendo matrices de riesgo sino definiendo niveles de ciberseguridad entre los diferentes componentes y procesos combinado con una fuerte capacitación a todo el personal enfocada hacia la protección de sus identidades cibernéticas. Todo lo anterior representan desafíos tanto en las dimensiones tecnológicas como de capacidades que deberán considerarse a desarrollar en el corto plazo.

Habiéndose concluido este proyecto y determinado el beneficio sistémico que la flexibilidad de demanda significa para el sistema eléctrico colombiano, como trabajo futuro se recomienda validar la factibilidad técnica de flexibilización de la demanda según las características de los usuarios, y de posibilidades de integración de sistemas de baterías y de esquemas de respuestas de demanda por parte de estos; así como determinar y generar los mecanismos e incentivos adecuados para que las tecnologías de redes inteligentes se desplieguen en las redes y que los usuarios participen en la provisión de dicha flexibilidad. Por ello el realizar un estudio de factibilidad de la flexibilización de la demanda, determinar el beneficio que una tarifa horaria representa para cada tipo de usuario y desarrollar un programa de creación de capacidades para el despliegue y operación de una Red Inteligente dirigido a los agentes del sector eléctrico colombiano son los objetivos inmediatos que se han propuesto para una segunda fase, como inmediata acción luego de la conclusión de nuestro proyecto.

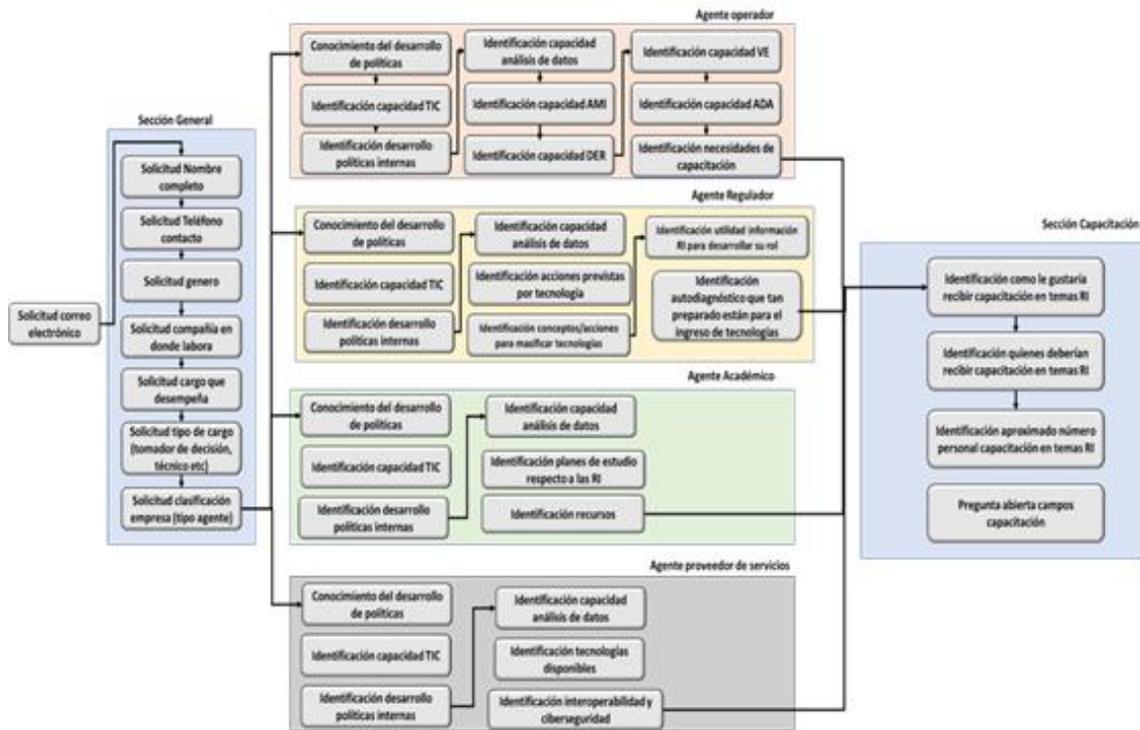
## 6 Referencias

- Alaton, C., & Tounquet, F. (2020). *Benchmarking smart metering deployment in the EU-28*. Luxembourg: Publication Office of the European Union.
- Antmann, P. (2009). Reducing Technical and Non-Technical Losses in the Power Sector. *World Bank, Washington, DC*.
- Carbon Trust. (2017). *Informe final para el proyecto de implementación de Infraestructura de Medición Avanzada, AMI para Colombia*. Bogotá,: Carbon Trust.
- CESI S.p.A. (2013). *Smart Metering and Smart Grids Strategy for the Kingdom os Saudi Arabia*. ECRA – Electricity & Co-generation Regulatory Authority.
- Denholm, P., Ela, E., Kirby, B., & Milligan, M. (2010). *The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation*. Golden, Colorado.: National Renewable Energy Laboratory.
- Department for Business, E. &. (2019). *SMART METER ROLL-OUT Cost-Benefit Analysis* .
- EASE-EERA. (2017). *EASE-EERA European Energy Storage Technology Development Roadmap*. Brussels.
- Fernandes, W. (s.f.). *Reducción de Pérdidas no Técnicas en Brasil - Utilización de AMI en Rio de Janeiro*. Obtenido de <http://www.asocodis.org.co/docs/XV-jornada/Dia2/2.1.ReducciondeperdidasRiodeJaneiro.pdf>
- Heinrich Boll Foundation. (2018). *Energy Atlas 2018: Facts and figures about renewables in Europe*. Berlin, Germany: Heinrich Böll Foundation.
- ICF GHK and Cedefop. (2014). *EU Skills Panorama (2014) Utilities and the introduction of smart grids*. European Commission.
- International Energy Agency. (2020). *Energy Storage. Tracking Report*. International Energy Agency.
- J Navani, N. S. (2012). Technical and Non-Technical Losses in Power System and Its Economic Consequence in indian Economy. *International Journal of Electronics and Computer Science Engineering* .
- John, J. S. (16 de abril de 2015). *How CenterPoint's Integrated Smart Grid Is Paying Off*. Obtenido de <https://www.greentechmedia.com/articles/read/how-centerpoints-integrated-smart-grid-is-paying-off>
- KEMA. (2010). *Smart meters in the Netherlands: Revised financial analysis and policy advice*. KEMA report for the Dutch Ministry of Economic Affairs. .
- MinMinas, I. C. (2016). *PArte II. Mapa de ruta: Construcción y Resultados*. Smart Grids Colombia Vision 2030.
- National Association of Citizens Advice Bureaux. Citizen Advice. (2020). *When the cap no longer fits*. Londres: National Association of Citizens Advice Bureaux.
- OECD. (2020). *The Digitalisation of Science, Technology and Innovation: Key Developments and Policies*. Paris: OECD Publishing.

- Parrish, B., Gross, R., Hepsonstall, & Phil. (2019). On demand: Can demand response live up to expectations in managing electricity systems? *Energy Research & Social Science*, 107-118.
- Revesz, R., & Unel, B. (2018). Managing the future of the electricity grid: energy storage and greenhouse gas emissions. *Harvard Environmental Law Review*, 140-196.
- Roark, J. (2015). *Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits*. EPRI.
- Roark, J. (2015). *Guidebook for Cost/Benefit Analysis of Smart Grid Demonstration Projects: Revision 3, Measuring Impacts and Monetizing Benefits*. EPRI.
- Ruta N, C. (2015). *Observatorio CT+i: Informe No. 1 Área de oportunidad en Medición Inteligentes*. Obtenido de [https://www.rutanmedellin.org/images/biblioteca/observatoriocti/2015/1\\_ENERGIA/V\\_T\\_MEDICIN\\_INTELIGENTE\\_UPB.pdf](https://www.rutanmedellin.org/images/biblioteca/observatoriocti/2015/1_ENERGIA/V_T_MEDICIN_INTELIGENTE_UPB.pdf)
- Steward, D. (2017). *Critical Elements of Vehicle-to-the-Grid (V2G)*. . Golden, Colorado. : National Renewable Energy Laboratory. .
- US DEPARTMENT OF ENERGY. (2016). *Distribution Automation - Results from the Smart Grid investment grant program*.
- World Bank Group. Energy and Extractives Global Practice Group. South Asia Region (SAR). (2018). *Survey of International Experience in Advanced Metering Infrastructure and its Implementation*. Washington: The World Bank Group.
- World Economic Forum. (2019). *Cyber Resilience in the Electricity Ecosystem: Principles and Guidance for Boards*. Geneva: WEF.

# Anexo A - Capacidades para la integración de tecnologías de Redes Inteligentes”

A continuación, se muestra el diagrama de flujo de las preguntas incluidas en la encuesta, dependiendo del perfil de cada destinatario:



Las preguntas que respondieron se presentan a continuación:

Estimado/a

En el marco del proyecto "Supporting the roll-out of smartgrids technologies in Colombia" de la Asociación para Transiciones Climáticas Aceleradas de la Embajada Británica (por sus siglas en inglés UK-PACT), en colaboración con la Universidad Nacional de Colombia, el Imperial College of London y la empresa Carbon Trust, lo invitamos a contestar la siguiente encuesta, la cual busca identificar las capacidades actuales de su organización para el despliegue de tecnologías de redes inteligentes.

## Sección general

- Indique su nombre completo
- Indique su número de contacto
- Datos estadísticos de género
- Indique la Entidad / Compañía en la que labora actualmente
- Indique el cargo que desempeña actualmente
- De acuerdo al rol que desempeña dentro de su organización, su cargo se podría clasificar como:
  - Tomador de decisiones: Su función principal es la de tomar las decisiones que permitan cumplir los objetivos y metas planteados por la organización.
  - Técnico - Operador: Su función principal consiste en mantener operativo un proceso o sistema dentro de su organización.

- Investigador: Su función principal consiste en investigar sobre nuevos temas que sean de interés en el sector o enseñar en entidades universitarias.
- Ventas -Marketing: Su función principal consiste en ofrecer servicios o productos al mercado.

### 1.1. Capacidades Capital Humano

**En esta sección se busca conocer las competencias técnicas relevantes del personal de su organización para la implementación de tecnologías: Recursos energéticos distribuidos (DER), vehículos eléctricos (VE), infraestructura de medición avanzada (AMI) y automatización avanzada de redes de distribución (ADA). Para ello se solicita en cada una de las capacidad seleccionar un valor entre 1-5 en donde 1 significa no es necesario y 5 es muy necesario.**

¿Cuáles de las siguientes competencias o conocimientos técnicos considera deberían tener los profesionales de su organización para la implementación de las tecnologías listadas anteriormente?

- Conocimiento en telecomunicaciones
- Conocimiento en Inteligencia artificial
- Conocimiento en técnicas de Minería de datos
- Competencias en Visualización e interpretación de datos
- Conocimiento en Electrónica de potencia
- Competencias en Programación y desarrollo de algoritmos
- Competencias en Analítica de negocios
- Conocimientos en Sistemas en la nube

### 1.2. Desarrollo de políticas y avances en implementación de redes inteligentes.

**Esta sección tiene como objetivo conocer el grado de conocimiento respecto al desarrollo de políticas e iniciativas que se han implementado para facilitar el despliegue de tecnologías de redes inteligentes. Para ello se solicita responder a las siguientes preguntas e indicar el grado de conocimiento dentro de una escala de 1-5 en donde 1 significa que no la conozco y 5 que la conozco a la perfección.**

- Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022.
- Objetivos adquiridos por el país para el desarrollo sostenible.
- Conpes 3934: Política de crecimiento verde.
- Documento Smart Grid Colombia Visión 2030, Colombia Inteligente.
- Resultados de la Misión de transformación energética.
- Ley 1715 de 2014: Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- Ley 1964 de 2019: Por medio de la cual se promueve el uso de vehículos eléctricos en Colombia y se dictan otras disposiciones.
- Decreto 348 de 2017: Entrega de excedentes de energía por auto-generadores a pequeña escala.
- Resolución 40072 de 28 de enero de 2018 y resolución 40483 de 2019 por los cuales se establecen los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) en el servicio público de energía eléctrica.

## 2. Agentes del sector eléctrico

Por favor clasifique su Empresa / Entidad según el rol (agentes del sector) que desempeña en el sector de energía eléctrica

- Operador del sistema (XM)
- Empresas eléctricas (Generadores, Transmisores, Distribuidores, Comercializadores)
- Regulador
- Gobierno
- Sector privado (Empresas de equipos y servicios)

- Academia

### **Identificación Capacidad TIC y desarrollo de políticas internas de transformación digital**

Esta sección busca identificar cuáles son las capacidades TICS y políticas en cuanto a transformación digital. Para esta sección se recomienda tener en cuenta las siguientes definiciones:

- Ancho de banda: Capacidad del canal de comunicación para el envío o recepción de datos.
- Aprendizaje de máquinas: Rama de las ciencias de la computación que permite obtener información valiosa de un conjunto de datos a través del uso de algoritmos.
- Big Data: Procedimientos especializados que permiten el tratamiento de grandes volúmenes de información.
- Ciberseguridad: Procedimientos, estrategias y acciones enfocadas hacia la protección de las identidades cibernéticas, la protección de la infraestructura informática y la minimización de riesgos de ataques cibernéticos.
- Confiabilidad: Indicador que permite conocer que tan probable es que se pueda llegar a presentar un fallo sobre un sistema.
- Interoperabilidad: Capacidad de intercambiar información entre diferentes sistemas para poder prestar un servicio.

**Para las siguientes preguntas, el encuestado debe calificar las siguientes capacidades TIC seleccionando entre las categorías disponibles (Deficiente, Mala, Regular, Buena, Excelente).**

Con respecto a los siguientes criterios, evalúe la infraestructura actual de su organización en tecnologías de la información y la comunicación.

En cuanto a los siguientes aspectos organizacionales ¿cómo califica su Empresa / Entidad?

Con respecto a los siguientes criterios, evalúe la capacidad de su Empresa / Entidad para el análisis de grandes volúmenes de información.

### **3. Empresas eléctricas (Generadores, Transmisores, Distribuidores, Comercializadores)**

#### **Infraestructura de Medición Avanzada (AMI)**

En porcentaje del total de clientes atendidos ¿Cuántos medidores inteligentes tiene instalados actualmente su compañía?

- Ninguno
- <20%
- 20-40%
- 40-60%
- 60-80%
- >80%

Con su infraestructura actual de AMI ¿cuáles de las siguientes funciones puede efectuar?

- Lectura remota de medidores
- Efectuar corte y reconexión remota de medidores
- Capacidad de integrar la lectura de AMI a la operación para detección de fallas
- Agregación de demanda
- Respuesta de la demanda
- Proponer tarifas preferenciales a los clientes en función de su consumo
- Integrar las mediciones de AMI a su plan de expansión de redes.

- Capacidad de ofrecer servicios complementarios a los usuarios a través del medidor inteligente (Energía prepago, tarifas dinámicas, entre otros)
- Capacidad de utilizar la información AMI para determinar la capacidad de su red en cuanto a integración de recursos energéticos distribuidos.

#### **Recursos Energéticos Distribuidos (DER)**

¿Cuánta capacidad instalada en recursos energéticos distribuidos tiene actualmente instalada su compañía?

- No tiene instalada generación distribuida
- <20 kVA
- 20kVA- 500kVA
- 500kVA- 5MVA
- 5MVA-30MVA
- >30MVA

¿Cuáles de las siguientes tecnologías se encuentran presentes dentro de su sistema?

- Generación distribuida fotovoltaica
- Generación distribuida eólica
- Generación Diesel
- Generación PCH (Pequeñas centrales Hidroeléctricas)
- Almacenamiento (Baterías)
- Mecanismos de respuesta de la demanda

Con su infraestructura actual para la integración de Recursos Energéticos Distribuidos (DER) ¿cuáles de las siguientes funciones puede efectuar?

- Predicción de generación
- Integración de los DER en Microrredes o plantas virtuales
- Suministrar servicios complementarios (ej. regulación de frecuencia y/o tensión, reservas, alivio de congestiones) a la red
- Agregación de generación
- Arbitraje (venta y compra de energía en diferentes instantes de tiempo para obtener beneficio económico)
- Control sobre los recursos energéticos distribuidos en caso de contingencia.

#### **Recursos Energéticos Distribuidos (DER)**

¿Cuántos puntos de recarga de vehículos eléctricos están instalados actualmente en la red eléctrica?

- Ninguno
- <10
- 10-50
- 100-200
- 200-300
- >300

Con su infraestructura actual para la integración de vehículos eléctricos (VE) ¿cuáles de las siguientes funciones puede efectuar?

- Carga de VE plana (sin consideraciones de la operación de la red)
- Carga de VE para aplanar la curva de demanda
- Brindar regulación de tensión
- Brindar regulación de frecuencia
- Incrementar la eficiencia de la red eléctrica
- Agregación de VE para efectuar un almacenamiento de energía coordinado

#### **Automatización Avanzada de Redes de Distribución (ADA)**

Respecto al número total de reconectores instalados ¿Cuántos de estos cuentan con la capacidad de operar de manera telecontrolada, es decir tienen la posibilidad de operar de manera remota desde el centro de control?

- Ninguno
- <20%
- 20-40%
- 40-60%
- 60-80%
- 80-100%

Respecto a los reconectores instalados ¿Cuántos de estos cuentan con la capacidad de reconfiguración automática programada para aislar fallas?

- Ninguno
- <20%
- 20-40%
- 40-60%
- 60-80%
- 80-100%

¿Actualmente, Cuenta con despliegue de medición fasorial (PMU) dentro de sus redes eléctricas?

- No se cuenta con PMU instaladas
- Sí, se tiene un piloto de PMUs para aplicaciones de monitoreo, control ó protección y automatización
- Sí, se tiene un nivel inicial de implementación para aplicaciones de monitoreo, control ó protección y automatización
- Sí, se tiene un nivel intermedio de implementación para aplicaciones de monitoreo, control ó protección y automatización
- Sí, se tiene un nivel avanzado de implementación para aplicaciones de monitoreo, control ó protección y automatización

¿Actualmente cuenta con Esquemas de Protecciones Adaptativas, es decir protecciones con capacidad de ajustar sus parámetros de acuerdo a las condiciones que se están presentando en la operación?

- Sí, se cuenta con este tipo de esquemas funcionando dentro de mi sistema.
- No cuento con ello, pero se tiene contemplado implementar en el corto plazo (0-3 años)
- No cuento con ello, pero se tiene contemplado implementar en el mediano plazo (3-8 años)
- No cuento con ello, pero se tiene contemplado implementar en el largo plazo (8 o más años)
- No cuento con ello, ni se tiene contemplado.

¿Se cuenta con Sistema de Protecciones que usan elementos activos para variar la impedancia de corto circuito?

- Sí, se cuenta con este tipo de esquemas funcionando dentro de mi sistema.
- No cuento con ello, pero se tiene contemplado implementar en el corto plazo (0-3 años)
- No cuento con ello, pero se tiene contemplado implementar en el mediano plazo (3-8 años)
- No cuento con ello, pero se tiene contemplado implementar en el largo plazo (8 o más años)
- No cuento con ello ni se tiene contemplado.

Con su infraestructura actual ¿cuáles de las siguientes funciones puede efectuar?

- Monitoreo de la operación del sistema a través del centro de control
- Apertura y seccionamiento de redes de manera local haciendo uso de cuadrillas de operación
- Localización y despeje de fallas desde el centro de control a través de dispositivos telecontrolados.
- Reconfiguración y seccionamiento de la red desde el centro de control a través de dispositivos telecontrolados
- Detección, localización y despeje de fallas de manera automatizada
- Reconfiguración automatizada de la red
- Simulación en tiempo real y toma de decisiones
- Predicción de estados futuros de operación y contingencias

- Gestión activos inteligente (Basado en datos y mediciones)

Para cada tecnología de Smart Grids: DER, VE, AMI, ADA; seleccione las tecnologías que facilitan su implementación. (Puede seleccionar múltiples opciones)

- Recursos energéticos distribuidos (DER)
  - Blockchain
  - Internet de las cosas
  - Big Data
  - Inteligencia Artificial
  - Gemelos digitales
  - Realidad aumentada
  - Aprendizaje de máquina
  - Redes 5G
- Vehículos eléctricos (VE)
  - Blockchain
  - Internet de las cosas
  - Big Data
  - Inteligencia Artificial
  - Gemelos digitales
  - Realidad aumentada
  - Aprendizaje de máquina
  - Redes 5G
- Infraestructura de medición avanzada (AMI)
  - Blockchain
  - Internet de las cosas
  - Big Data
  - Inteligencia Artificial
  - Gemelos digitales
  - Realidad aumentada
  - Aprendizaje de máquina
  - Redes 5G
- Automatización avanzada de redes de distribución (ADA)
  - Blockchain
  - Internet de las cosas
  - Big Data
  - Inteligencia Artificial
  - Gemelos digitales
  - Realidad aumentada
  - Aprendizaje de máquina
  - Redes 5G

En términos generales y considerando sus respuestas anteriores ¿qué tan preparada está su Empresa / Entidad para integrar las siguientes tecnologías?

- Recursos energéticos distribuidos
  - 1 - Nada preparada
  - 2 - Poco preparada
  - 3 - Medianamente preparada
  - 4 - Suficientemente preparada
  - 5 - Muy preparada
- Vehículos eléctricos
  - 1 - Nada preparada
  - 2 - Poco preparada
  - 3 - Medianamente preparada

- 4 - Suficientemente preparada
- 5 - Muy preparada
- Infraestructura de medición avanzada (AMI)
  - 1 - Nada preparada
  - 2 - Poco preparada
  - 3 - Medianamente preparada
  - 4 - Suficientemente preparada
  - 5 - Muy preparada
- Automatización avanzada de redes de distribución (ADA)
  - 1 - Nada preparada
  - 2 - Poco preparada
  - 3 - Medianamente preparada
  - 4 - Suficientemente preparada
  - 5 - Muy preparada

#### 4. Operador de red (XM), Regulador, Gobierno

- A corto o mediano plazo ¿Tiene contemplado adelantar acciones (expedición de regulaciones, normas, reglamentos operativos) para la integración de Recursos energéticos distribuidos? (1 en muy corto plazo-5 En el largo plazo)

A corto o mediano plazo ¿Tiene contemplado adelantar acciones (expedición de regulaciones, normas, reglamentos operativos) para la integración de Vehículos eléctricos? (1 en muy corto plazo-5 En el largo plazo)-gbjm6yjnbtm7uv0puyj'ujmv 6xd

- A corto o mediano plazo ¿Tiene contemplado adelantar acciones (expedición de regulaciones, normas, reglamentos operativos) para la integración de Infraestructura de medición avanzada (AMI)? (1 en muy corto plazo-5 En el largo plazo)
- A corto o mediano plazo ¿Tiene contemplado adelantar acciones (expedición de regulaciones, normas, reglamentos operativos) para la integración de Automatización avanzada de redes de distribución? (1 en muy corto plazo-5 En el largo plazo)

¿Cuáles de los siguientes conceptos/acciones considera usted fundamentales para facilitar la masificación de las tecnologías listadas a continuación?

- Recursos energéticos distribuidos.
  - Mercado
  - Precios nodales
  - Medición neta de electricidad (Net metering)
  - Blockchain
  - Protecciones bi-direccionales
  - Agregadores de demanda y/o generación
  - Ciberseguridad
  - Inter-operabilidad
  - Incentivos gubernamentales
  - Remuneración de nuevos activos
  - Virtual Power Plant / Microrredes
- Vehículos eléctricos
  - Mercado intradiario
  - Precios nodales
  - Medición neta de electricidad (Net metering)
  - Blockchain
  - Protecciones bi-direccionales
  - Agregadores de demanda y/o generación
  - Ciberseguridad
  - Inter-operabilidad

- Incentivos gubernamentales
  - Remuneración de nuevos activos
  - Virtual Power Plant / Microrredes
  - Infraestructura de medición avanzada (AMI)
    - Mercado intradiario
    - Precios nodales
    - Medición neta de electricidad (Net metering)
    - Blockchain
    - Protecciones bi-direccionales
    - Agregadores de demanda y/o generación
    - Ciberseguridad
    - Inter-operabilidad
    - Incentivos gubernamentales
    - Remuneración de nuevos activos
    - Virtual Power Plant / Microrredes
  - Automatización avanzada de redes de distribución
    - Mercado intradiario
    - Precios nodales
    - Medición neta de electricidad (Net metering)
    - Blockchain
    - Protecciones bi-direccionales
    - Agregadores de demanda y/o generación
    - Ciberseguridad
    - Inter-operabilidad
    - Incentivos gubernamentales
    - Remuneración de nuevos activos
    - Virtual Power Plant / Microrredes
  - Para realizar sus actividades dentro del sector, que tan útiles serían los datos recolectados por las diferentes tecnologías de redes inteligentes (1 poco útil - 5 Muy útil)
- En términos generales y considerando sus respuestas anteriores, ¿qué tan preparada está su entidad para afrontar las siguientes tecnologías?
- Recursos energéticos distribuidos
    - 1 - Nada preparada
    - 2 - Poco preparada
    - 3 - Medianamente preparada
    - 4 - Suficientemente preparada
    - 5 - Muy preparada
  - Vehículos eléctricos
    - 1 - Nada preparada
    - 2 - Poco preparada
    - 3 - Medianamente preparada
    - 4 - Suficientemente preparada
    - 5 - Muy preparada
  - Infraestructura de medición avanzada (AMI)
    - 1 - Nada preparada
    - 2 - Poco preparada
    - 3 - Medianamente preparada
    - 4 - Suficientemente preparada
    - 5 - Muy preparada
  - Automatización avanzada de redes de distribución
    - 1 - Nada preparada

- 2 - Poco preparada
- 3 - Medianamente preparada
- 4 - Suficientemente preparada
- 5 - Muy preparada

### Academia

- Dentro de su institución, ¿existen proyectos piloto demostrativos de las siguientes tecnologías?
  - Recursos energéticos distribuidos
    - Si
    - No
  - Vehículos eléctricos
    - Si
    - No
  - Infraestructura de medición avanzada (AMI)
    - Si
    - No
  - Automatización avanzada de redes de distribución
    - Si
    - No
- De los recursos presentados a continuación, por favor seleccione que tan necesarios son para la capacitación del personal en redes inteligentes
  - Adquisición de nuevos laboratorios (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
  - Capacitación de los docentes en las nuevas temáticas (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
  - Modificación del pensum académico (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
  - Desarrollo de tesis e investigación en desarrollos asociados a las redes inteligentes (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
  - Convenios o alianzas con empresas del sector para la integración de estas tecnologías. (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
  - Implementación de proyectos pilotos para fomentar la investigación. (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
  - Capacidad de certificación de tecnologías por parte de universidades, laboratorios y centros de investigación. (1 No es necesario – 5 Muy necesario)
- De las siguientes competencias necesarias para la implementación de tecnologías de redes inteligentes ¿Cuáles están incluidas en su programa de formación académica?
  - Telecomunicaciones
  - Inteligencia artificial
  - Minería de datos
  - Visualización e interpretación de datos
  - Programación y desarrollo de algoritmos
  - Electrónica de potencia
  - Analítica de negocios

### 6. Sector privado (Empresas de equipos y servicios)

- En cuanto a infraestructura de medición avanzada, seleccione cuales de las siguientes opciones son ofrecidas por su compañía:
  - Venta de medidores inteligentes.
  - Venta de centros de gestión de medida.
  - Venta de soluciones en telecomunicaciones (Transporte de datos desde los medidores inteligentes hasta los centros de gestión de medida).
  - Venta de la solución conjunta (Medidores, comunicación, centro de gestión de medida)

- No tengo en mi catálogo ninguno de estos elementos
- En cuanto a Vehículos eléctricos, seleccione cuales de las siguientes opciones son ofrecidas por su compañía:
  - Soluciones de movilidad de última milla (Patinetas eléctricas, Bicicletas eléctricas)
  - Vehículos eléctricos familiares.
  - Camiones eléctricos
  - Buses eléctricos de transporte público
  - Soluciones férreas de movilidad eléctrica (Metro, trenes de cercanía, tranvías, entre otros)
  - Cargadores para vehículos eléctricos
  - Integración de cargadores para vehículos eléctricos
  - Operación de estaciones de carga
  - No tengo en mi catálogo ninguno de estos elementos
- En cuanto a recursos energéticos distribuidos, seleccione cuáles de las siguientes opciones son ofrecidas por su compañía
  - Venta de paneles solares
  - Venta de inversores DC/AC
  - Venta de baterías para soluciones en baja tensión
  - Venta de baterías para soluciones de potencia (MT y AT)
  - Venta de turbinas eólicas de baja capacidad.
  - Desarrollo de proyectos de generación fotovoltaicos
  - Desarrollo de proyectos de generación eólica
  - Pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH)
  - Pequeñas centrales de generación de combustión (Diesel o Gas)
  - No tengo en mi catálogo ninguno de estos elementos.
- En cuanto a automatización avanzada de la distribución seleccione cuáles de las siguientes opciones son ofrecidas por su compañía:
  - Venta de reconfiguradores telecontrolados.
  - Venta de unidades de medición fasorial.
  - Venta de centros de control
  - Venta de software especializado (Localización de fallas, reconfiguración automática de redes, optimización de operación, esquemas de protecciones avanzadas, predicción de la demanda, entre otros)
  - No tengo en mi catálogo ninguno de estos elementos.
- De las soluciones que son ofrecidas por su compañía es posible afirmar:
  - Son soluciones que intercambian información bajo un protocolo cerrado.
  - Son soluciones que pueden llegar a intercambiar información con otro sistema a través de protocolos y estándares definidos.
  - Son soluciones que intercambian información con otros sistemas a través de protocolos y estándares abiertos.
  - No conozco esta información
  - No aplica a los productos que son ofrecidos por mi compañía.
- En cuanto a ciberseguridad de las soluciones que son ofrecidas, es posible afirmar
  - Cuentan con esquemas de ciberseguridad avanzados (Valoración del riesgo, identificación de puntos vulnerables, definición de niveles de ciberseguridad, protección por contraseña, entre otros) incluyendo capacitación para el cliente que lo adquiere.
  - Cuentan con esquemas de ciberseguridad intermedios (Protección por contraseña, protección física, entre otros)
  - Cuentan con esquemas de ciberseguridad básicos.
  - No cuentan con esquemas de ciberseguridad.

- No conozco esta información.
- No aplica a los productos que son ofrecidos por mi compañía.

### Capacitación en Redes Inteligentes

- En caso de requerir capacitación sobre temas de redes inteligentes, ¿cuál sería la forma como le gustaría recibirla?
  - Presencial en las instalaciones de mi empresa.
  - Presencial en una universidad o centro de capacitación.
  - En línea (Webinar o cursos en línea)
  - Mixto (En línea con algunas clases presenciales)
- Cuál sería el perfil del personal de su empresa que requeriría tomar estas capacitaciones:
  - Toda la compañía
  - Trabajadores encargados de la operación
  - Trabajadores encargados de la parte administrativa.
  - Ejecutivos y tomadores de decisiones.
- ¿Hay algún tema de capacitación que considere prioritario abordar para el despliegue de redes inteligentes en Colombia?

# Anexo B - Supuestos y datos entrada Modelo

A continuación se presentan los supuestos y datos de entrada que consideramos importante resaltar del modelo. Están agrupados en supuestos relacionados con la demanda, la generación, la flexibilidad disponible y costos.

## Demanda anual y potencia máxima en BAU

- 87 TWh en 2030 y 12.7 GW
- 110 TWh en 2040 y 16 GW
- 158 TWh en 2050 y 24 GW
- 

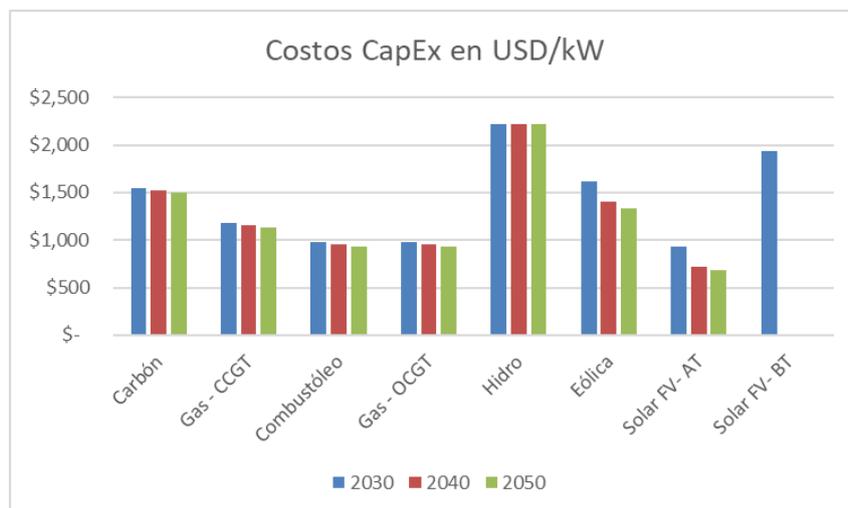
## Mix de generación

- Se consideraron instalados y en operación los proyectos de las subastas de largo plazo y proyectos comprometidos con conexión aprobada hasta el 2023 (Considerando Ituango 50% de capacidad);
- Solo posibilidad de desarrollo eólico en la Guajira;
- Desarrollo solar en Alta Tensión (AT) y Baja Tensión (BT) en todas las regiones
- No se instala más recurso hídrico después de 2030
- En años con hidrología seca, se considera un 30% menos de entradas de agua en las cuencas

## Flexibilidad de la demanda

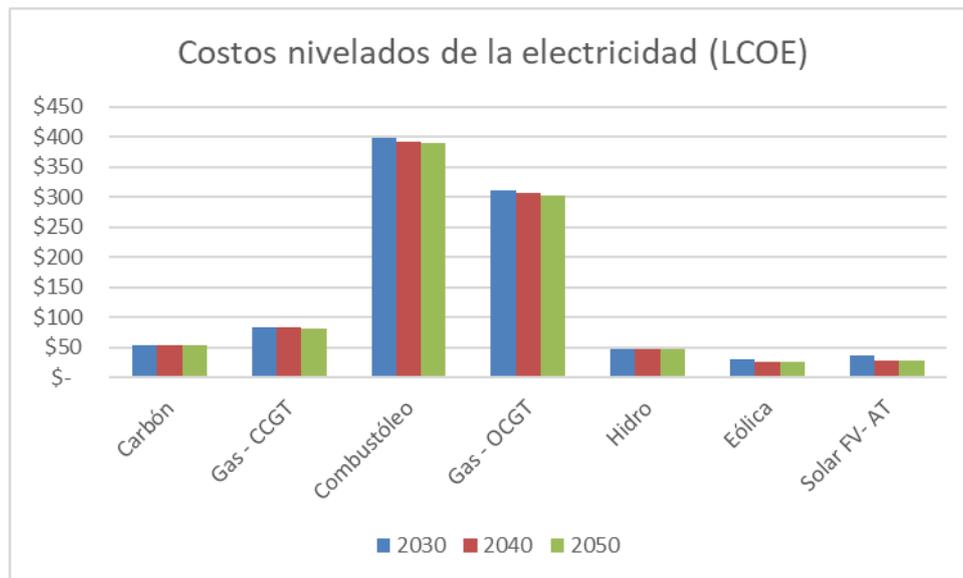
- Demanda no VE: Máximo un 10% es flexible (experiencia internacional) gracias a presencia de esquemas de DSR presentes en 20% de la demanda
- Demanda VE: Presencia de 660.000 VE en 2030 con patrones de carga teóricos (basados en experiencia internacional) y con la posibilidad de realizar una carga flexible a través de mecanismos de DSR

## Costos de CapEx en USD/kW



Los costos de CapEx de solar fotovoltaica en baja tensión en 2040 y 2050 varían geográficamente. El mínimo considerado fue de \$1,200 / kW y el máximo fue de \$2,900/kW.

## Costos nivelados de la electricidad (LCOE)



## Costos no considerados

- Costos de cargadores eléctricos y vehículos eléctricos dado que no son costos asociados al sistema eléctrico
- Costos de implementación de esquemas DSR (esquemas de tecnología de sensores y telecomunicaciones), dado que estos a nivel sistémico son sustancialmente menores que los costos de infraestructura de red.
- Costos OpEx de la red de Tx y Dx, dado que estos son sustancialmente menores que los de CapEx.

## Anexo C – Estudios de beneficios de redes inteligentes analizados

Los estudios realizados en el país han sido desarrollados principalmente por agentes privados por lo que la disponibilidad de la información respecto a los resultados de los estudios es reducida. El análisis se ha centrado en el beneficio-costo de las redes inteligentes, sin embargo, el resumen incluye también un repaso sobre la normatividad de AMI en el país.

El Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de la Resolución 40072 de 2018, estableció los mecanismos para implementar la infraestructura de Medición Avanzada en el servicio público de energía. En dicha Resolución, se establecieron como objetivos de la implementación de AMI el facilitar los esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria; favorecer la incorporación de nuevas tecnologías, mejorar la calidad del servicio, reducir los costos operativos, entre otros. Así mismo, como funcionalidades básicas del AMI se estableció entre otras la comunicación bidireccional, lectura remota, medición horaria, y conexión y desconexión remota. En cuanto al plazo de implementación, el MME concedió 12 meses a partir de la vigencia de la resolución en cuestión, y definió que los operadores de red serían los primeros a ser considerados por la CREG en ser los responsables de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de los equipos. Finalmente, el MME estableció que al año 2030 la penetración de AMI en los usuarios urbanos debería ser del 95%, mientras que en las zonas rurales debería ser del 50%. No obstante, mediante la Resolución 40483 de 2019, el MME modificó la Resolución 40072 de 2018. Allí, se estableció como plazo máximo el 15 de abril de 2020 para determinar las condiciones en las cuales se implementará AMI, y se determinó que sería la CREG la encargada de definir los responsables de la implementación, considerando como primera opción a los OR. Finalmente, cambió la penetración de AMI a un 75% a nivel del SIN, y se definió que la CREG adoptaría los ajustes regulatorios para remunerar adecuadamente los activos del AMI. Como resultado de estas disposiciones del MME, la CREG publicó la Resolución 131 de 2020, por la cual establece como proyecto de Resolución las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada. En esta Resolución se destaca que el OR es el encargado de realizar los análisis de eficiencia, considerando los costos y beneficios para una zona del sistema eléctrico en específico. Así mismo, se determinó que la solución de AMI será ejecutable siempre que la relación beneficio-costos sea mayor a 1. En cuanto al análisis beneficio-costos, el Artículo 25 de dicha Resolución establece que el análisis BC debe contener como mínimo la identificación de las partes interesadas, la identificación de los costos, la identificación de los beneficios, y los supuestos necesarios para el cálculo. Finalmente, esta resolución tomó como entrada el análisis realizado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) para la CREG, denominado “Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer el agente que debe desarrollar la implementación de la infraestructura de medición avanzada”.

A continuación, se presenta un resumen de los beneficios y costos identificados en los estudios realizados por la Misión de Transformación Energética del MME, el estudio de la UTP para la CREG, y el estudio de Smart Grids Colombia 2030. Estos son los estudios más recientes y de escala nacional que referidos a la implementación de AMI en el país para los próximos años.

### Misión de Transformación Energética del MME

La Misión de Transformación Energética (MTE) del MME nació como una iniciativa del gobierno nacional para definir el mapa de ruta de la modernización del sector energético en el país hasta el año 2030, desde el marco institucional y regulatorio del sector eléctrico. La MTE consideró distintos focos:

i) competencia, participación, y estructura del mercado eléctrico; ii) el gas natural en la transformación energética; iii) descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda de energía; iv) cierre de brechas, mejora de la calidad y diseño y formulación eficiente de subsidios; y v) revisión del marco institucional y regulatorio. En esta sección se analiza lo expuesto en el foco 3 de la MTE. El foco 3 de la MTE tenía como objetivos principales realizar una evaluación sobre la modernización del sistema de distribución, el planeamiento, la integración de recursos distribuidos, la instalación de AMI, la gestión eficiente de la demanda, entre otros. Respecto a la instalación de AMI, el foco 3 estuvo dividido en dos fases.

La primera fase estableció que en Colombia se han realizado avances con respecto a la identificación de funcionalidades que debe tener el AMI en el país. Entre las funcionalidades, se destaca limitación de potencia, la desconexión y conexión remota, lectura remota, tarificación horaria, respuesta de la demanda, entre otros, permiten que haya una mayor gestión en el consumo de energía y que los requerimientos de expansión de infraestructura a nivel local disminuyan. Los expertos de la fase 1 establecieron que de acuerdo con el cumplimiento de los objetivos del AMI la relación beneficio-costos puede cambiar con el tiempo. Es decir, la relación beneficio-costos cobra un papel muy importante en el despliegue de AMI. De hecho, se estableció que se realice una plena identificación de la porción de los beneficios que van a los distintos participantes de la cadena y a los usuarios, con el fin de poder asignar eficiencias y costos de forma óptima. En esta línea, una de las propuestas es la creación de un comité permanente de expertos interdisciplinario que haga cargo entre otros de i) desarrollar una fórmula adecuada para asignar costos y beneficios entre el comercializador, operador de red, y cliente final; y ii) considerar los ahorros de los Operadores de Red (OR) en términos de actividades manuales que se dejan de ejecutar. Finalmente, se recomendó que antes del despliegue masivo de AMI se realice una actualización de los modelos beneficio-costos con los que se cuenta actualmente, para estimar los beneficios para todos los participantes de la cadena.

Por otro lado, en la segunda fase se definió que el despliegue de AMI está directamente relacionado con un cambio en la estructura tarifaria del servicio de energía, ya que esta última depende de la posibilidad que los usuarios finales tengan acceso como mínimo a señales de precio horarias. Adicionalmente, se argumentó que la instalación de estas tecnologías debería ser a discreción de los usuarios, en caso de que estos puedan tener acceso a beneficios reales y se destacó que se debe evitar incurrir en costos que al final no se reflejen en beneficios para los usuarios.

La MTE planteó una serie de programas de respuesta de la demanda, los que pueden estar relacionados con la penetración de AMI o no necesariamente requerir la habilitación de AMI en el país. En estos últimos, se encuentran las tarifas de tiempo de uso, algunos mercados de servicios auxiliares, y el control de consumo de parte de la demanda. Es decir, aun cuando no hay un despliegue masivo de AMI, la demanda puede materializar eficiencias y reducciones de su consumo con señales operativas y de mercado. Más aún, en la fase 2 se recomendó que la mejor manera de realizar el despliegue de estas tecnologías es a través de un cambio tarifario que incorpore las dinámicas del mercado y permita a la demanda tener un rol activo en la formación de precio.

Finalmente, se reconoce que una de las ventajas de los programas de respuesta de la demanda y de AMI es que la demanda de energía efectiva del sistema se reduzca y como consecuencia se tengan menores requerimientos de infraestructura. Por lo tanto, se reconoce que una de las ventajas de los programas de respuesta de la demanda y de AMI es que la demanda de energía efectiva del sistema se reduzca y como consecuencia se tengan menores requerimientos de infraestructura consiguiendo así una reducción del CAPEX de distribución.

## Apoyo en el estudio y elaboración de las bases para proponer el agente que debe desarrollar la implementación de la infraestructura de medición avanzada

El estudio desarrollado por la Universidad Tecnológica de Pereira (UTP) para la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), a través del contrato 095-2019, se gestó en el año 2019 en el marco de las disposiciones del MME en su Resolución 40072 de 2018 y la Resolución 40483 de 2019. En este estudio, se presentan los análisis técnicos y jurídicos que realizó la UTP para identificar al agente encargado de implementar la infraestructura de AMI. Como núcleo del análisis, la UTP consideró el modelo de gestión de datos y sus implicaciones en la implementación final de las soluciones de AMI. En este sentido, la UTP especificó que el propósito de la implementación masiva de AMI debe estar direccionado a la mejora de los procesos productivos de los agentes de la cadena.

El objetivo principal del estudio fue la determinación del agente encargado de implementar las soluciones de AMI en el país, considerando el análisis beneficio-costos, y cómo en el modelo propuesto se ejecutarían los distintos roles. Así mismo, se trabajaron aspectos tales como i) la propiedad de la información y la gobernanza de datos; ii) características técnicas que deben ser definidas por la regulación y características de los planes para la implementación; iii) criterios base para el correcto despliegue de AMI; y iv) propuesta de requisitos e incentivos que se consideren relevantes para la implementación de AMI.

El estudio analizó los esquemas posibles para la implementación de AMI y concluyó que la mejor opción para implementar AMI es un modelo centralizado en donde el almacenamiento de datos está a cargo del gestor de datos (un nuevo agente) y las demás actividades pueden estar a cargo de los OR. Adicionalmente, los autores analizaron los aspectos jurídicos relevantes para todas las opciones y con mayor detalle a la arquitectura seleccionada, en cuanto a la mitigación de posibles problemas o barreras jurídicas y regulatorias.

En cuanto al análisis beneficio-costos, este estudio realizó una revisión del estado del arte a nivel internacional, asociando los beneficios y costos que se han reportado en otros países y cómo estos deben ser considerados en los planes de despliegue de AMI en Colombia. Del análisis, los investigadores encontraron que, de 46 tipos de beneficios, 33 son cuantificables y los demás no se pueden cuantificar. Así mismo, de los 33 beneficios cuantificables, 29 de ellos son monetizables. Entre los beneficios identificados, se relacionó cada uno de los beneficios con el agente o actor de la cadena que podría materializarlo. Así, se identificó que la integración entre un operador de red y comercializador puede materializar hasta 25 beneficios, el operador de red independiente puede materializar 17 beneficios, el comercializador no integrado 10, mientras que otros tipos de usuario llegan a 8. En esta línea, los autores resaltan que los beneficios orientados a los usuarios son de difícil materialización. Por otro lado, en el estudio se identificaron hasta 12 tipos de costos diferentes, y que son causados principalmente a los operadores de red y a los comercializadores. Como recomendación, el estudio propone que cualquier plan de despliegue de AMI en el país considere al menos los siguientes beneficios: i) disminución de pérdidas de energía; ii) aumento de la calidad de servicio; iii) mayor relación entre el cliente y el OR; iv) aplazamiento de inversiones; v) disminución de costos de compra de energía; vi) disminución de OPEX de lectura de medidores; vii) mayor recaudo; viii) disminución de OPEX, ix) aumento de eficiencia; x) mejor atención al usuario; y xi) mayor gestión en clientes prepago. Con el fin de poder realizar una identificación de los beneficios presentados anteriormente, el estudio propone seguir unos principios y criterios que darán como resultado los beneficios aplicables al caso bajo estudio.

En términos de costos, los autores utilizan una muestra de los costos a nivel internacional y a partir de un análisis estadístico de percentiles, definen los posibles costos que se tendrían en el país para escenarios de bajo, mediano, y alto costo. Adicionalmente, el estudio presenta un análisis numérico de los valores facturados para un usuario residencial en Colombia. Para tal fin, se define que hay dos periodos para el análisis: un periodo de despliegue de AMI y un periodo de amortización. Para este último se establece que la duración está entre los 10 y 15 años. Como entrada adicional, el análisis considera el consumo mensual promedio de un usuario (150kWh) y el costo unitario de energía (CU) promedio (553,24 \$/kWh). Posteriormente, se calcula el valor presente de los costos pagados por un usuario promedio para un tiempo de 10 y 15 años, asumiendo un incremento anual del CU de 4%, una tasa de crecimiento de la demanda de 3%, y una tasa de descuento igual a 11,79%.

Finalmente, en cuanto a los beneficios analizados, los autores presentan los beneficios cualitativos y cuantitativos del despliegue, y quién o quiénes son los agentes beneficiados. A pesar de que estos beneficios no presentan ejemplos o casos de aplicación al caso colombiano, los autores muestran las ecuaciones que podrían ser utilizadas para llegar a la estimación de los beneficios. Cabe resaltar que a pesar de que el estudio no presenta un análisis de relación beneficio-costos cuantitativo, sí presenta y lista los beneficios más significativos y que podrían ser utilizados para la implementación de AMI en Colombia. Así mismo, los autores realizaron un análisis numérico de los potenciales costos que tendría la implementación de AMI en el país a nivel de CU.

## Smart Grids Colombia: Visión 2030

El proyecto de Smart Grids Colombia, fue desarrollado en el año 2016 y presentó el mapa de ruta hacia el año 2030 en cuanto a la implementación de redes inteligentes (RI) en Colombia. Entre los principales resultados del estudio se tiene la definición de la arquitectura de redes inteligentes, la cual está basada en un control jerárquico, distribuyendo las responsabilidades entre los distintos agentes que la componen. Con los elementos de las redes inteligentes identificados, el estudio define tanto el ritmo como el grado de penetración en el SIN. Para llegar a este resultado, los autores realizaron un análisis de viabilidad técnico-económica con el fin de encontrar la contribución positiva del escenario analizado a los objetivos país definidos en cuestión materia energética. Entre las funcionalidades de las redes inteligentes reportadas por los autores se encuentran: el telemando, gestión de carga industrial. Información de usuarios, localización de fallas, lectura remota, medición de GD, vehículos eléctricos, gestión de activos, limitación de potencia, generación distribuida, tarificación horaria, reconexión automática, gestión de carga residencial, almacenamiento, vehículo eléctrico a la red, restauración automática, etc. Estas funcionalidades se agrupan en AMI, automatización avanzada (ADA), recursos distribuidos (DER), y vehículos eléctricos (EV). En esta línea, para cada una de las funcionalidades reportadas se presenta la penetración que se tendría en cada fase de despliegue. De estas funcionalidades se destaca que para AMI se estimó una penetración entre el 73% y 100% al año 2030. Así mismo, los autores realizaron una estimación de los beneficios que presenta la implementación de RI en el país. Entre los beneficios mencionados se destaca la reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, el aplanamiento de la curva de demanda, reducción de costos de comercialización, mayor continuidad del suministro, reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, mayor resiliencia, aumento de vida útil de equipos y aplazamiento de inversiones, mejora del factor de potencia, entre otros. Así mismo, los autores estiman que con la implementación de RI en Colombia se puede llegar a establecer nuevos mercados con nuevos agentes y participantes, que aumentarían la competitividad y eficiencia de este. Estos beneficios fueron estimados a partir de la revisión de fuentes en las que se obtuvieron los factores de cálculo. Finalmente, como un resultado adicional se identificaron los requerimientos de la infraestructura de comunicaciones que soportaría todas las aplicaciones de las RI. Finalmente, los autores detallaron los pasos necesarios y críticos para lograr la

implementación de las distintas funcionalidades de RI en el país, a la vez que realizaron el análisis normativo y regulatorio para desplegar las tecnologías.

Teniendo definido el nivel de penetración por cada una de las tecnologías de RI, los autores evaluaron el nivel de cumplimiento de los objetivos de RI para Colombia y su estado actual. Por ejemplo, el nivel actual de las pérdidas técnicas es cercano a 7,8%, mientras que su valor objetivo al implementar RI sería de 6%. Esto se traduce en que el beneficio de incorporar RI en términos de las pérdidas técnicas de 1,8% aproximadamente. Este ejercicio se realiza para las pérdidas no técnicas, el aplanamiento de la curva de demanda, la accesibilidad a datos de consumo, la confiabilidad, reducción de emisiones, resiliencia, inversiones en infraestructura, y factor de potencia. Las definiciones de los objetivos para cada uno de los ítems corresponden a los KPIs (Indicadores relevantes de desempeño o Key Performance Indicators en inglés) que son utilizados en la identificación y cuantificación de beneficios.

Por otro lado, en este estudio se presenta un análisis beneficio costo desarrollado con la información disponible de diferentes proyectos piloto realizados en Colombia tales como EPM – UNE, Red Yumbo de EPSA, Centro Gestión de la Medida EPSA, transporte eléctrico EPSA, automatización de operación de redes CHEC, AMI TWACS de Aclara, y el proyecto TICS de Electricaribe. Así mismo, contó con diferentes estudios de referencia internacionales, entrevistas con expertos del sector, y conocimientos específicos de los autores. En la metodología del análisis beneficio-costo se identifica la factibilidad y viabilidad económica de un proyecto, considerando desde qué punto de vista se desarrolla éste. Para la ejecución de la metodología los autores utilizan el rango de beneficios que se da por el despliegue gradual de las RI en Colombia. Los autores realizaron la estimación de beneficios a partir de resultados de proyectos reales realizados a nivel internacional, pero que fueron adaptados al contexto colombiano. Así mismo, también se realizaron simulaciones y entrevistas con expertos. Los beneficios estimados para la vida útil del proyecto se incorporan en un flujo de caja anual que también considera los costos más representativos (CAPEX y OPEX). Dado que los beneficios y los costos dependen de la perspectiva desde la cual se realicen las estimaciones, en el estudio se consideró la perspectiva del operador de red, de los consumidores finales, y de la sociedad como un todo. Así mismo, los autores resaltan las posibles limitaciones del análisis, que se pueden presentar como la necesidad de contar con la información precisa de los costos y los beneficios, la complejidad de la monetización de beneficios el mediano y largo plazo, y los cambios en los precios de referencia del mercado.

Como hipótesis y datos de entrada para el modelo propuesto por los autores se tiene el periodo de análisis, vida útil de las tecnologías, penetración por cada fase de despliegue y por cada tecnología, tasa de cambio, tasa de descuento, costos actuales de cada tecnología, evolución de los costos, beneficios de cada tecnología, evolución de los beneficios, y rango de los beneficios. Estas variables de entrada están dadas como: i) respecto al periodo de análisis, el estudio considera un horizonte de 40 años puesto que el despliegue puede tardar hasta 15 años y la vida útil puede ser de hasta 25 años; ii) la vida útil de las tecnologías varía entre 15 y 25 años; iii) la penetración de las tecnologías se define para cada una de las fases de implementación; iv) tomando como base una tasa de cambio de COP/USD 3000 y una estimación de la inflación a futuro; v) la tasa de descuento se define en 4,3%; vi) en los costos se considera el CAPEX y OPEX y su valoración en pesos colombianos para cada una de las tecnologías, y se asume una reducción anual de los costos por efectos de curvas de aprendizaje; vii) costo de las TIC; y finalmente viii) los beneficios se calculan para cada tecnología a partir de los KPIs definidos y como consecuencia de los estudios empíricos. En los casos que no se tuvo acceso a estudios locales empíricos, los autores utilizaron experiencias internacionales. Los beneficios estimados se encuentran en función de dos escenarios, un caso con mínima penetración de generación distribuida y otro caso con máxima penetración de generación distribuida.

La relación beneficio-coste resultante, a partir de los datos de entrada y la metodología propuesta, es de 1,2 para un horizonte de 40 años, tanto para los escenarios de mínima y máxima generación distribuida. Sin embargo, para un horizonte de 20 años la relación beneficio-coste es de 0,8. Es decir, la implementación de RI en el país es viable desde el punto de vista económico para un horizonte de análisis de 40 años, pero inviable para el escenario de 20 años.



The Carbon Trust is an independent company with a mission to accelerate the move to a sustainable, low-carbon economy. The Carbon Trust:

- > advises businesses, governments and the public sector on opportunities in a sustainable, low-carbon world;
- > measures and certifies the environmental footprint of organisations, products and services;
- > helps develop and deploy low-carbon technologies and solutions, from energy efficiency to renewable power.

[www.carbontrust.com](http://www.carbontrust.com)

**+44 (0) 20 7170 7000**

Whilst reasonable steps have been taken to ensure that the information contained within this publication is correct, the authors, the Carbon Trust, its agents, contractors and sub-contractors give no warranty and make no representation as to its accuracy and accept no liability for any errors or omissions. Any trademarks, service marks or logos used in this publication, and copyright in it, are the property of the Carbon Trust. Nothing in this publication shall be construed as granting any licence or right to use or reproduce any of the trademarks, service marks, logos, copyright or any proprietary information in any way without the Carbon Trust's prior written permission. The Carbon Trust enforces infringements of its intellectual property rights to the full extent permitted by law.

The Carbon Trust is a company limited by guarantee and registered in England and Wales under Company number 4190230 with its Registered Office at: 4th Floor, Dorset House, 27-45 Stamford Street, London SE1 9NT.

Published in the UK: March 2020

© The Carbon Trust 2020. All rights reserved.

