

Smart Grids Colombia VISIÓN 2030



Parte III **Política y Regulación**

Abril de 2016

Equipo de Trabajo

Editores:

Grupo Técnico Proyecto BID integrado por
Representantes de:

Banco Interamericano de Desarrollo (Cooperación Técnica)

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

Ministerio de Minas y Energía

Marie Paz Rodríguez Mier
Oficina de Asuntos Ambientales y Sociales

Carlos Arturo Rodríguez Castrillón
Profesional Especializado
Oficina Dirección de Energía

Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones

Liliana Jaimes Carrillo
Despacho Viceministerio TI

Unidad de Planeación Minero-Energética

Camilo Tautiva Mancera
Asesor de Energía

Iniciativa Colombia Inteligente

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

Renato Humberto Céspedes Gandarillas
Coordinador Técnico

Firmas Consultoras

Expertos en Regulación

Luiz Barroso
Rafael Ferreira

Bogotá D.C., Abril de 2016

NOTA ACLARATORIA - *DISCLAIMER*

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

Tabla de contenido

1. Objetivos.....	1
2. Revisión de Experiencias Internacionales.....	1
2.1 Organización.....	1
2.2 Revisión de la Arquitectura de RI definida para Colombia.....	1
3. Revisión de Experiencias Internacionales.....	3
3.1 Brasil.....	3
3.2 India.....	13
3.3 Reino Unido.....	23
3.4 Chile.....	31
4. Diagnóstico del Marco Regulatorio Colombiano.....	40
4.1 Organización.....	40
4.2 Regulación de la Actividad de Distribución.....	42
4.3 Nueva propuesta de regulación para remuneración de la actividad de distribución.....	56
4.4 Tasa de Descuento Regulada para la Actividad de Distribución.....	76
5. Integración de energías renovables no convencionales al sistema colombiano, con enfoque en generación distribuida.....	78
5.1 Histórico de documentos regulatorios relevantes.....	78
5.2 Ley 1715/2014 e integración de energías renovables no convencionales.....	78
5.3 Decreto 2469/2014 y lineamientos para entrega de excedentes de autogeneración y límites para autogeneración de gran escala.....	82
5.4 Cargo por respaldo de red.....	83
6. Mecanismos de Respuesta de la Demanda.....	2
6.1 Histórico de documentos regulatorios relevantes.....	2
6.2 Directrices de la Ley 1715/2014 y del Decreto 2492/2014.....	2
6.3 Respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista.....	4
7. Regulación de la Actividad de Comercialización.....	8
7.1 Histórico de documentos relevantes.....	8
7.2 Remuneración de la actividad de comercialización a consumidores regulados y el rol de componentes volumétricos de tarifas.....	9
7.3 Barreras a la competencia en la actividad de comercialización.....	10
8. Código de Medida y Propiedad del Sistema de Medición.....	96
8.1 Histórico de documentos relevantes.....	96
8.2 Propiedad del Sistema de Medición.....	96
9. Conclusiones.....	98
10. Mapa de Ruta y Plan de Implementación.....	101
10.1 Organización.....	101
10.2 Temas de base y despliegue de tecnologías de información y telecomunicaciones.....	101
10.3 Medidas Regulatorias.....	102
10.4 Medidas de Política Sectorial e Inter-Sectorial.....	116
11. Infraestructura de Medición Avanzada.....	119
11.1 Medidas de Política Sectorial.....	119
11.2 Medidas Regulatorias.....	122
12. Automatización de la Red.....	126
12.1 Medidas Regulatorias.....	126
12.2 Medidas de Política sectorial.....	127

13. Recursos Energéticos Distribuidos.....	129
13.1 Medidas Regulatorias.....	129
13.2 Medidas de Política Sectorial.....	136
14. Vehículos Eléctricos.....	137
14.1 Medidas Regulatorias.....	137
14.2 Medidas de Política Sectorial.....	141
15. Cronograma y Plan de implementación.....	143
16. Recomendaciones.....	147
17. Referencias.....	153

Índice de figuras

Figura 1. Diagrama fases de implementación de las funcionalidades.....	2
Figura 2. Tasas de pérdidas comerciales por distribuidora (2011).....	3
Figura 3. Evolución de indicadores de calidad del servicio: Duración Equivalente de Interrupciones a Consumidores (DEC, similar al concepto internacional de SAIDI) y Frecuencia Equivalente de Interrupciones a Consumidores (FEC, similar al concepto internacional de SAIFI) (1997-2011.....	4
Figura 4. Diagrama esquemático de controles de precios en el modelo de RIIO.....	27
Figura 5. Ilustración que sugiere que un mecanismo de menú de contratos.....	57
Figura 6. Cuadro conceptual para estructura de señales económicas.....	102

Índice de Tablas

Tabla 1. Importancia de cada funcionalidad en la consecución de los objetivos de Colombia.....	2
Tabla 2. Variables que, según el entendimiento de los consultores, sería utilizadas, durante el proceso de <i>benchmarking</i> , para llevar en cuenta las particularidades del área de concesión y características ambientales del sistema de cada empresa.....	65
Tabla 3. Plan de implementación.....	145

Parte 3A. Estudio a Nivel Regulatorio y de Política relacionado con el Sector Eléctrico para el desarrollo de la Smart Grid Visión 2030

1. Objetivos

La Componente II de la CT tiene como objetivo la formulación de recomendaciones, en cuanto a políticas y regulación, relevantes al sector de energía eléctrica e integrar las recomendaciones para el sector de telecomunicaciones (elaboradas por otro grupo consultivo), para fomentar el despliegue de la infraestructura tecnológica de las Redes Inteligentes¹ en Colombia.

Las evaluaciones de este documento son cualitativas, puesto que discusiones sobre impactos cuantificables con valores numéricos de parámetros específicos de la regulación no hacen parte del alcance de la investigación.

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

2. Revisión de Experiencias Internacionales

Esta parte aborda la revisión de experiencias internacionales de políticas y marcos regulatorios para el desarrollo de las RI considerando el sector de energía eléctrica.

2.1 Organización

Los países seleccionados para la tarea de revisión de experiencias internacionales tienen similitudes con el caso colombiano respecto al contexto para el desarrollo de RI, en al menos uno de los siguientes conjuntos de factores:

- Los principales objetivos estratégicos para el desarrollo de RI.
- Las características de la demanda de energía eléctrica, con relación a condicionantes socioeconómicos de diferentes clases de consumidores o tasas de crecimiento (países en vías de desarrollo).
- El entorno regulatorio existente antes de la adaptación al desarrollo de RI con enfoque al segmento de distribución de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior se seleccionaron los siguientes países:

- Brasil
- India
- Reino Unido
- Chile

2.2 Revisión de la Arquitectura de RI definida para Colombia

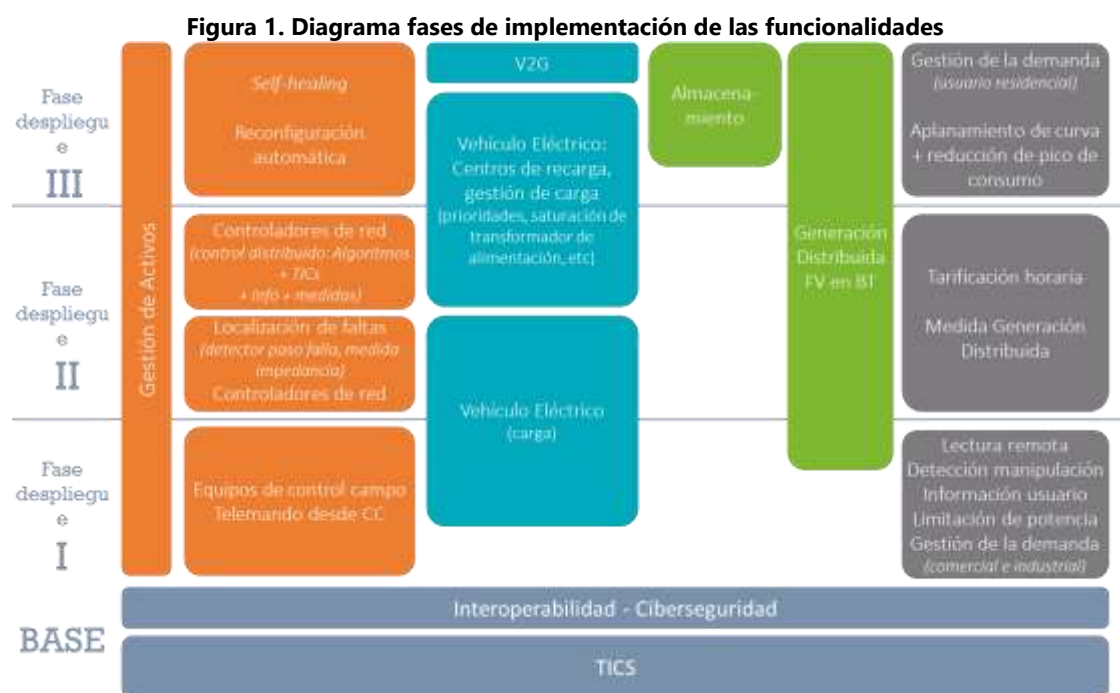
El Objetivo de este estudio[1] de factibilidad técnica y económica de soluciones de Redes Inteligentes para el sector eléctrico Colombiano. Entre los objetivos de este estudio está el "[...] desarrollo de un diseño y arquitectura de Tecnologías de Información y Comunicación que soporte las soluciones de RI propuestas basándose en un análisis comparativo de las experiencias anteriores y mejores prácticas identificadas, asegurando que estas soluciones desarrollan una red de comunicaciones interoperable, segura y escalable para las soluciones de RI actuales y futuras".

En esta referencia, se indica que la arquitectura propuesta ha sido construida considerando los principales objetivos y retos del sector energético de Colombia [3], así como los objetivos estratégicos de Colombia en materia energética [4]: (i) acceso universal, (ii) seguridad y calidad de suministro, (ii) competitividad y (iv) sostenibilidad [2].

Las tecnologías y soluciones de RI consideradas para la definición de una arquitectura para Colombia se integran en los siguientes grupos básicos:

1. Contadores Inteligentes (CI) parte de una infraestructura de medición avanzada (*Advanced Metering Infrastructure (AMI)*);
2. Automatización Avanzada de Distribución (*Advanced Distribution Automation (ADA)*);
3. Recursos Distribuidos de Energía (*Distributed Energy Resources (DER)*);
4. Sistemas energéticos distribuidos - vehículos eléctricos;
5. Gestión de activos.

Las fases (niveles) de despliegue de dichas tecnologías, así como la base tecnológica para su desarrollo, se indican esquemáticamente en la Figura 1.



Fuente: CIRCE [2]

La Tabla 1 presenta la importancia relativa de cada funcionalidad con respecto al logro de los objetivos planteados en Colombia.

Tabla 1. Importancia de cada funcionalidad en la consecución de los objetivos de Colombia.

Funcionalidad	Importancia relativa (%)
Generación distribuida en BT (FV)	23,71
Telemando	15,47
Detección manipulación	14,10
Localización de faltas	9,17
Lectura y operación remota	8,69
Medida Generación Distribuida	6,04
Gestión de activos	4,15
Almacenamiento	3,32
Información del usuario	2,84
Self-Healing	2,29
Tarificación horaria	2,21
Reconfiguración Automática	2,14
Gestión de cargas	1,90
V2G	1,39
Limitación de potencia CI	1,38
Movilidad Eléctrica	1,19

Fuente: CIRCE [1]

3. Revisión de Experiencias Internacionales

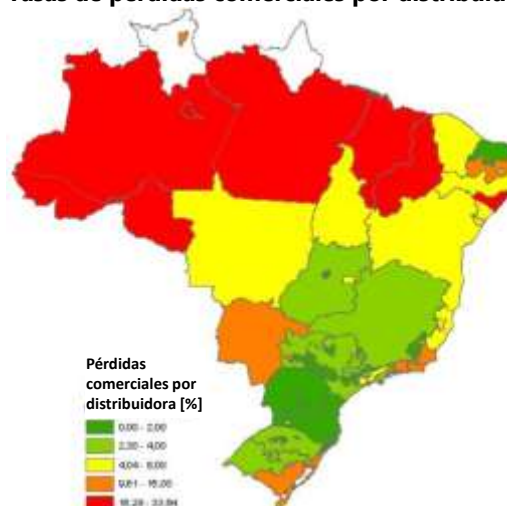
3.1 Brasil

3.1.1 Contexto

Algunos de los principales motivadores para el desarrollo y despliegue de tecnologías y soluciones de RI en Brasil coinciden con factores relevantes en Colombia.

Primeramente, los niveles de pérdidas técnicas y no técnicas (comerciales) de energía en sistemas de distribución son elevados. Las tasas de pérdidas comerciales verificadas en las áreas de concesión de algunas distribuidoras exceden un 30%, según lo indicado en la Figura 2.

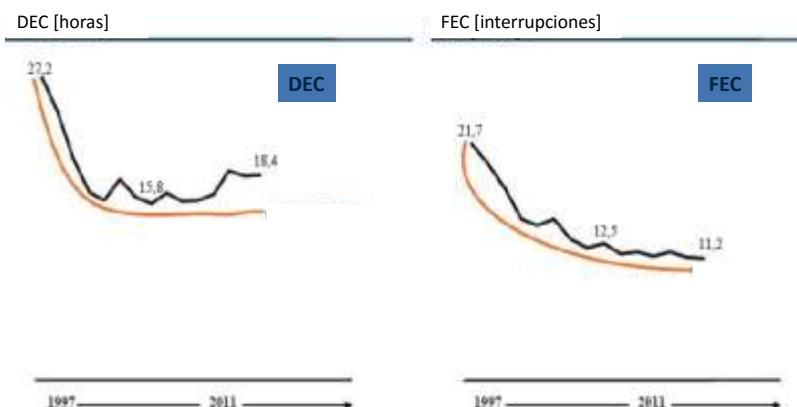
Figura 2. Tasas de pérdidas comerciales por distribuidora (2011)



Fuente: I. Camargo, "Innovative Regulation for the Development of Smart Grids in Latin America ISGT-LA 2011", Oct 2011

El desempeño del sistema de distribución con respecto a la continuidad del suministro en Brasil ha presentado mejoras significativas en el período posterior a la privatización de distribuidoras. Sin embargo, en los últimos años hubo un estancamiento de los niveles de indicadores de continuidad de suministro, de acuerdo con lo indicado en la Figura 3. El despliegue de RI constituye una alternativa para alcanzar mejoras en la continuidad y calidad de suministro.

Figura 3. Evolución de indicadores de calidad del servicio: Duración Equivalente de Interrupciones a Consumidores (DEC, similar al concepto internacional de SAIDI) y Frecuencia Equivalente de Interrupciones a Consumidores (FEC, similar al concepto internacional de SAIFI) (1997-2011)



Fuente: ABRADÉE, disponible en www.abradee.com.br, acceso en Oct 2015

Otros impulsores para el desarrollo de tecnologías de RI en Brasil incluyen costos elevados de suministro de electricidad al consumidor final, motivando la competitividad de tecnologías de generación distribuida “detrás del medidor” (*behind-the-meter*), con posibilidades de diversificación de la matriz energética con generación distribuida renovable de fuentes no convencionales con impactos sobre la seguridad de suministro en un país con elevada participación de generación hidroeléctrica.

3.1.2 Políticas

3.1.2.1 Incentivos a la innovación tecnológica para Redes Inteligentes

Instituciones financieras controladas por el Gobierno Brasileño y la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL, el regulador del sector eléctrico) promueven desde hace poco una iniciativa para incentivar la investigación, desarrollo e innovación (IDi) en temas relacionados con redes inteligentes en Brasil.

En 2013, el Banco Nacional de Desarrollo Económico Sostenible (BNDES) – un banco estatal y el principal financiador de inversiones en el sector de infraestructura en Brasil – y la Financiadora de Estudios y Proyectos (FINEP) – una empresa del sector público de fomento a la tecnología e innovación – lanzaron, juntamente con ANEEL, la iniciativa *Inova Energia*. La iniciativa está relacionada con la estrategia general para la innovación tecnológica como vector de desarrollo económico en Brasil y los lineamientos correspondientes para las instituciones responsables.

La iniciativa tuvo como objetivo fomentar financieramente proyectos de IDi en tres áreas:

- (1) Redes Inteligentes y transmisión de electricidad en ultra-alta tensión;
- (2) Generación renovable; y
- (3) Vehículos eléctricos.

Los recursos financieros para el fomento a los proyectos de IDi totalizaban en Reales (BRL) 3 mil millones, en valores de 2013. ANEEL aportó BRL 600 millones² para el fondo de *Inova Energia*, mientras que BNDES y FINEP aportaron cada uno BRL 1,2 mil millones.

Recursos financieros reembolsables (préstamos con condiciones subsidiadas) y no reembolsables (donaciones) estuvieron disponibles para la iniciativa, y las empresas interesadas sometieron propuestas de proyectos que competían por recursos en cada una de las áreas de investigación anteriormente mencionadas. Se dio prioridad en la selección de proyectos a aquellos que involucraban constitución de capacidad productiva (manufactura) en Brasil.

Al final de la etapa de selección, 59 propuestas fueron seleccionadas para recibir recursos. Los proyectos de la primera área de IDi (RI y transmisión de electricidad en ultra-alta tensión) predominaron entre los seleccionados, con una participación relevante de proyectos de desarrollo de equipos electrónicos, incluyendo contadores inteligentes y dispositivos sensores y de control.

La iniciativa dio como resultado la formación de consorcios entre la academia brasileña, empresas de desarrollo de tecnología, representantes de la industria manufacturera, y concesionarias de distintos segmentos del sector eléctrico. En el total 106 empresas participaron en los consorcios cuyos proyectos fueron aprobados para recibir la asistencia financiera³.

Al momento de terminar este documento, no estaban todavía disponibles informes consolidados con los resultados de la implantación de los proyectos del programa *Inova Energia*. De hecho, muchos de esos proyectos están aún en fase de implantación, por lo cual no es posible evaluar su desempeño.

Tema 1 – Posibles prácticas para Colombia

- *Uno de los criterios principales para la selección de proyectos que recibieron recursos en el contexto de la iniciativa Inova Energía fue la constitución de capacidad productiva para manufactura de equipos en Brasil. El programa tuvo un claro objetivo de desarrollo de capacidad productiva nacional en las líneas tecnológicas elegibles, incluso la de RI.*
- *La posibilidad de constitución de consorcios de empresas de distintos perfiles de negocio (academia brasileña, empresas de desarrollo de tecnología, industria manufacturera, y concesionarias de distintos segmentos del sector eléctrico) fue ampliamente explorada por los grupos que competían por recursos financieros.*
- *Sin embargo, los resultados efectivos del programa no han sido evaluados aún. La verificación de índices de desempeño (tasas de éxito en el desarrollo tecnológico incluyendo patentes y registros de propiedad intelectual, tasas de implantación de capacidad productiva) permitirá en el futuro la evaluación de los resultados efectivos de la iniciativa Inova Energia.*

3.1.2.2 Incentivos tributarios al despliegue de tecnologías: el caso del Régimen Especial de Tributación para el Programa Nacional de Banda Ancha

² Los fondos aportados por ANEEL corresponden a recursos del programa compulsorio de inversión en investigación y desarrollo por empresas del sector eléctrico en Brasil

³ De las 106 empresas, 97 buscaron asistencia para proyectos de investigación en el área de *RI y transmisión de electricidad en ultra-alta tensión*.

El Decreto nº 7.175/2010 de la Presidencia de la República creó en Brasil el *Programa Nacional de Banda Larga*⁴ (PNBL), con el objetivo de masificar el acceso a *Internet* en banda ancha en el país y fomentar la inclusión digital, principalmente en regiones menos desarrolladas desde el punto de vista socioeconómico.

El PNBL catalogado como una iniciativa con resultados insatisfactorios por algunos sectores de la sociedad brasileña, por no haber alcanzado metas con respecto a la inclusión digital de determinados segmentos de la población y tampoco metas de inversiones [8]. Uno de los motivos de determinar el desempeño insatisfactorio se refiere a problemas en la gestión del programa por las instituciones gubernamentales responsables, con esfuerzos insuficientes de monitoreo y corrección de dirección por el Comité de Gestión del Programa de Inclusión Digital – la entidad interministerial a la cual se asignó la responsabilidad del programa [8].

No obstante, el Gobierno de Brasil lanzó, como parte del PNBL, un programa de incentivos tributarios a inversiones en redes de telecomunicación – el *Regime Especial de Tributação do Programa Nacional de Banda Larga*⁵ (REPNBL). Los incentivos a inversiones para proyectos aprobados para el REPNBL incluían la reducción de tasas de distintos tributos, incluyendo el Impuesto sobre Productos Industrializados, el Programa de Integración Social, el Programa de Formación del Patrimonio de Servidor Público y la Contribución para el Financiamiento de la Seguridad Social. El plazo de presentación de propuestas al REPNBL se extendió hasta fines de Junio de 2015.

Las empresas interesadas en implantar proyectos con determinados perfiles tecnológicos y que comprobaban que dichos proyectos cumplieran con los requisitos mínimos de contenido nacional⁶ y de beneficios sociales⁷ sometían propuestas al Ministerio de Comunicaciones. En caso de aprobación del proyecto, los incentivos tributarios se aplicaban.

En Marzo de 2013, el Ministerio de Comunicaciones brasileño publicó el Decreto 55/2013 [9], en el que incluyó las redes de acceso a sistemas de RI, incluyendo contadores inteligentes con capacidad de telecomunicación en banda ancha, entre las tecnologías elegibles para incentivos tributarios en el ámbito del REPNBL.

Informes oficiales con los resultados de esta medida no están todavía disponibles. Sin embargo, es digno de anotar el hecho de que la decisión del Ministerio de Telecomunicaciones aparentemente fue tomada teniendo en cuenta, entre otros factores, la posibilidad de que concesionarias de distribución implantarían infraestructura de redes de telecomunicaciones que permitieran el incremento del acceso a internet en banda ancha, según lo indicado en [29].

No obstante, los incentivos efectivos para que las distribuidoras desarrollen dichos proyectos dependen de aspectos específicos del marco regulatorio para la actividad de distribución de energía eléctrica, (ver Exploración de actividades complementarias e incentivos a la adopción de tecnologías).

Para maximizar el efecto positivo de la política de incentivos tributarios, hubo recientemente una modificación de los incentivos regulatorios aplicables a concesionarias de distribución para

⁴ En español: Programa Nacional de Banda Ancha.

⁵ En español: Régimen Especial de Tributación para el Programa Nacional de Banda Ancha.

⁶ En una explicación simplificada, *requisitos de contenido nacional* se refieren a porcentajes del valor de gastos con equipos y componentes que deben corresponder a productos producidos en Brasil y/o con tecnologías nacionales.

⁷ Los beneficios sociales pueden incluir: (i) reducción de diferencias regionales de acceso a redes de telecomunicación; (ii) modernización de redes de telecomunicación y mejoras de calidad; (iii) masificación del acceso a banda ancha.

la exploración de servicios de comunicación de datos clasificados como *actividades complementarias*. Este es, por lo tanto, un ejemplo positivo de coordinación de las actividades del regulador de electricidad y del Ministerio de Comunicaciones.

Tema 2 – Posibles prácticas para Colombia

- *Políticas públicas coordinadas de los sectores de telecomunicación y de energía eléctrica – particularmente, incentivos tributarios, como en este ejemplo – tienen un potencial importante al permitir el despliegue de la infraestructura de redes de telecomunicación que faciliten el despliegue de RI.*
- *No obstante, la implantación de políticas públicas de ambos sectores debe ser coordinada con la regulación del sector eléctrico, particularmente de la actividad de distribución. Una coordinación insuficiente puede resultar en barreras significativas a la efectividad de este tipo de políticas públicas.*

3.1.2.3 Responsabilidades institucionales y obstáculos al desarrollo de RI

El Ministerio de Minas y Energía (MME) brasileño creó, en abril de 2010, un Grupo de Trabajo (GT) para analizar e identificar acciones necesarias para fomentar el establecimiento de políticas públicas para la implantación de un Programa Brasileño de Redes Eléctrica Inteligentes. Entre los participantes estaban representantes del MME, de la Empresa de Pesquisa Energética⁸, del Centro de Investigación en Energía Eléctrica⁹, de la ANEEL y del Operador Nacional del Sistema.

La creación del GT ha sido homologada por la Portaria nº 400/2010 [13], que estableció que el grupo debería concluir sus análisis en un período de 6 meses y emitir un informe técnico, incluyendo recomendaciones sobre la adopción de políticas públicas, en un período de 30 días. No obstante, dicho informe no ha sido publicado en sitios *web* de las entidades participantes del GT y no está disponible públicamente en el momento actual. De hecho, la Cámara de Diputados brasileña, al realizar una investigación independiente para análisis internos de la institución sobre el tema de RI y de políticas públicas, no ha obtenido acceso al documento [14].

La ausencia de una entidad gubernamental que sirva como foro de articulación entre diferentes instituciones y centralice el proceso decisorio del poder público sobre políticas para RI ha sido apuntada como uno de las brechas más significativas en Brasil para el desarrollo de RI [15]. Aunque existan un número significativo de políticas de incentivo fiscal y de financiamiento para la innovación tecnológica que pueden ser utilizados por empresas interesadas en el desarrollo de la cadena productiva de soluciones y equipos para RI en Brasil¹⁰ [15], la ausencia de un abordaje sistemático al tema representa una barrera importante al desarrollo de las redes.

En este escenario, algunas de las iniciativas más significativas relativas a ajustes en políticas públicas para el desarrollo de RI surgieron de acciones de distribuidoras de energía eléctrica. Un ejemplo importante se refiere a la concepción de las bases para el desarrollo del *Programa Brasileño de Redes Eléctrica Inteligentes (PBREI)* por la distribuidora CEMIG. La distribuidora concibió las bases del PBREI en 2010 y sometió al regulador del sector eléctrico una propuesta para realización de un programa de investigación y desarrollo (I&D) estratégico sobre el tema.

⁸ Empresa del sector público, subordinada funcionalmente al MME, responsable por la planeación energética en Brasil.

⁹ Empresa del sector público con atribuciones de investigación y desarrollo en el sector eléctrico.

¹⁰ Las políticas de incentivo fiscal fueron establecidas por la Ley nº 113.196/2005 y por el Programa Brasil Mayor. Algunas líneas de financiamiento de BNDES, como el PROSOFR o el PROESCO, pueden también ser utilizadas por empresas interesadas en el desarrollo de la cadena productiva de soluciones y equipos para RI en Brasil [15].

La propuesta fue aprobada y el regulador realizó, ya en el año 2010, la Llamada Pública nº 11/2010, que culminó en el desarrollo de un extenso programa de I&D, con la participación de distribuidoras, empresas de tecnología y la academia.

Recientemente, el poder público se ha centrado de manera más sistemática en la definición de políticas públicas para RI, con la actuación de instituciones como el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación [15] y la Agencia Brasileña de Desarrollo Industrial [17] como articuladores entre varias entidades gubernamentales interesadas.

Aunque esta coordinación de esfuerzos pueda resultar en el futuro en el desarrollo de una iniciativa gubernamental completa y coherente para el desarrollo de RI, en el momento actual la industria reclama la falta de profundidad y compatibilidad inter-sectorial en políticas públicas como una de las principales brechas en el país¹¹.

Tema 1 – Posibles prácticas para Colombia

- *La ausencia de una entidad con la atribución formal de articular esfuerzos de distintas instituciones gubernamentales con mandato sobre cuestiones relacionadas al desarrollo de RI – incluyendo el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de las Comunicaciones y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación – puede haber contribuido al retraso en la formulación de políticas públicas completas y coherentes para RI en Brasil.*
- *En este contexto, distribuidoras de energía eléctrica tomaron el liderazgo en la discusión del tema y propusieron al regulador (ANEEL) un proyecto de investigación de mejoras necesarias en políticas públicas (y regulación) para el despliegue de RI. La existencia de un canal formal para la propuesta de este proyecto – el programa regulado de I&D de ANEEL – ha facilitado el proceso y mostrado la importancia del liderazgo de las distribuidoras en Brasil. Sin embargo, aunque iniciativas como esa resulten en recomendaciones al poder público, naturalmente la autoridad para la toma de decisiones es responsabilidad de las instituciones gubernamentales.*

¹¹ Por ejemplo, la mayoría de los que contestaron a una encuesta realizada durante un workshop en Brasil en Febrero de 2014 sobre el tema de RI [18] categorizaran “brechas en la regulación” y “ausencia de políticas públicas de incentivo” como los dos obstáculos más relevantes para el despliegue de RI en Brasil, con un virtual empate entre los factores. Factores importantes, más menos relevantes según los resultados de la encuesta incluían (en orden de relevancia decreciente): “business case negativo”, “reluctancia del consumidor en adoptar tecnologías”, “ausencia de soluciones tecnológicas”.

3.1.3 Regulación

3.1.3.1 Exploración de actividades complementarias e incentivos a la adopción de tecnologías

El marco regulatorio brasileño para la actividad de distribución de energía eléctrica clasifica como *actividades complementarias*¹² las actividades no estrictamente relacionadas a la provisión de los servicios de transporte de energía por redes de distribución o de comercialización de energía a consumidores regulados.

El rango de actividades complementarias cuya exploración se permite a las distribuidoras incluye:

- Proyecto, construcción, operación, mantenimiento o reforma de activos eléctricos, sistemas de medición, generadores (incluyendo unidades de generación distribuida) y sistema de iluminación pública;
- Servicios de eficiencia energética e instalación de cogeneración;
- Servicios de comunicación de datos;
- Servicios de consultoría relacionados a las actividades anteriores.

Los ingresos que las distribuidoras obtienen del desarrollo de las actividades complementarias se clasifican como "*otros ingresos*".

La regulación brasileña establece que los *otros ingresos* deben ser compartidos con los clientes de las distribuidoras. Por ejemplo, cuando se establece que 60% de los ingresos de una determinada actividad complementaria deben ser compartidos con los clientes, la distribuidora sólo puede recibir el 40% de los ingresos resultantes de su desarrollo.

El 60% restante se destina a los consumidores. El proceso de implantación de esta regla es el siguiente:

- (1) Durante la revisión tarifaria periódica de la distribuidora, el regulador calcula el ingreso promedio anual relativo al desarrollo de cada una de las actividades complementarias en el período anterior (típicamente, 3 años);
- (2) Se admite que la distribuidora podrá, en el próximo ciclo tarifario, recibir en cada año ingresos correspondientes al valor promedio anual pasado, como resultado del desarrollo de cada una de las actividades complementarias;
- (3) La porción *compartida* (60%, en el ejemplo anterior) de estos valores promedios anuales se deducen del valor de los ingresos autorizados¹³ proyectados para los próximos años, para el cálculo final de las tarifas homologadas como resultado de la revisión.

Naturalmente, el interés de la distribuidora para la ejecución de *actividades complementarias* aumenta en la medida que la porción compartida con los clientes de los *otros ingresos* disminuye.

¹² La regulación define también las *actividades complementarias propias*, que no tienen particular relevancia para lo discutido en esta sección.

¹³ Específicamente, de la porción de *costos gestionables* de estos ingresos autorizados por el regulador.

Uno de los desafíos del regulador es determinar de manera óptima el valor de la porción compartida con los clientes. La tarea es desafiante principalmente en el caso que las actividades complementarias se relacionan con objetivos estratégicos para el sector eléctrico. En este caso, se busca un equilibrio entre: (i) por un lado, incentivar una actividad estratégica para el país; y (ii) por otro, no permitir que la distribuidora explote eventuales ventajas resultantes de su posición de suministrador del servicio público de distribución de energía eléctrica de forma que pueda perjudicar la competencia con otras empresas que también tengan interés en desarrollar la actividad estratégica.

El ejemplo específico de la *actividad complementaria* de prestación de servicios de comunicación de datos se presentó en la sección 3.1.0 de este informe. En esa sección, se mencionó que un régimen de incentivos tributarios a redes de telecomunicaciones (REPNBL) estuvo vigente en Brasil entre 2013 y 2015, y que redes de telecomunicaciones para el acceso a sistemas de RI, incluyendo contadores inteligentes con capacidad de telecomunicación en banda ancha, estaban calificados para recibir dichos incentivos.

Las distribuidoras están entre los agentes que pueden implantar esta tecnología, y los incentivos para que lo hagan aumentan cuando las empresas desarrollan las redes de telecomunicación para la actividad complementaria de *comunicación de datos* y, consecuentemente, capturar los ingresos correspondientes. Por lo tanto, existe la percepción de que reducir la porción de los *otros ingresos* compartidos con los consumidores aumentaría los incentivos para el despliegue de tecnologías de telecomunicación de banda ancha en Brasil.

Este fue uno de los motivos por los cuales se redujo recientemente la porción de los *otros ingresos* oriundos de la exploración de la *actividad complementaria* de comunicación de datos que es compartida con consumidores: de 40% [12] pasó a un 30% [11].

Considerando que hay otras actividades complementarias de distribuidoras que se relacionan con el despliegue de tecnologías de RI – por ejemplo, las actividades de proyecto, operación y mantenimiento de generadores distribuidos – es posible que discusiones sobre las porciones de *otros ingresos* compartidos con consumidores se incrementen en un futuro próximo.

Tema 3 – Posibles prácticas para Colombia

- *Incentivos regulatorios para la ejecución de actividades no estrictamente interpretadas como relacionadas al suministro de los servicios de transporte de energía por las redes de distribución y de comercialización de energía a los consumidores regulados pueden ser relevantes para el despliegue de tecnologías de RI y provisión de nuevos tipos de servicios por parte de las distribuidoras.*

En particular, dichos incentivos pueden tener un papel importante en incentivar la innovación en modelos de negocios y asegurar nuevas fuentes de ingresos para las distribuidoras.

- *Uno de los desafíos del regulador es determinar de manera óptima los incentivos para la ejecución de estas actividades. Idealmente, se busca un equilibrio entre: (i) incentivar una actividad estratégica y atraer capital para la actividad de distribución; y (ii) no permitir que la distribuidora explote eventuales ventajas resultantes de su posición de suministrador del servicio público de distribución de energía eléctrica de forma que pueda perjudicar la competencia con otras empresas que también tengan interés en desarrollar la actividad estratégica.*

3.1.3.2 Generación distribuida y “net metering” en Brasil

En Abril de 2012, ANEEL publicó la Resolución Normativa (REN) 482/2012 [19], que estableció condiciones técnicas y comerciales para la conexión de mini y micro-generación¹⁴ a sistemas de distribución en Brasil.

Los aspectos más relevantes de la REN 482/2012 fueron discutidos con la sociedad anteriormente, en procesos de consulta pública realizados por el regulador:

- En la Consulta Pública n° 15/2010, ANEEL presentó un resumen de ítems regulatorios relevantes para el despliegue de generación distribuida. Con esta consulta, el regulador buscó comprender la percepción de distintos *stakeholders* sobre fallas existentes en el mecanismo de fomento a generación distribuida a través de subastas ejecutadas directamente por las distribuidoras¹⁵. Estas subastas eran el único mecanismo de fomento a generación distribuida validos a la ocasión de ejecución de la Consulta Pública n° 15/2010.
- Más tarde, el regulador organizó las Audiencias Públicas n° 42/2011 y n° 100/2012, tratando de nuevas estructuras de incentivos a mini y micro-generación distribuida. En la última de estas audiencias, presentó la minuta de la REN 482/2012 y discutió en particular el mecanismo de *net metering* que sería introducido por esta resolución.

¹⁴ Respectivamente, equipos de generación con potencia instalada de menos de 1 MW y 100 kW, según la REN 482/2012. Una reducción de los límites para categorización de proyectos como micro y mini-generación – respectivamente a 75 kW y 3 MW – está actualmente en discusión, en el contexto de la Audiencia Pública n° 26/2015.

¹⁵ Este mecanismo fue establecido por el Decreto n° 5163/2014. Distribuidoras tienen el derecho (pero no la obligación) de organizar y ejecutar sus propias subastas para la contratación de generación distribuida. Hasta un 10% del consumo atendido por las distribuidoras pueden ser cubiertos a través de energía contratada en estas subastas. Sin embargo, hay un límite al precio de energía contratada en estas subasta que las distribuidoras pueden trasladar a los consumidores a través de las tarifas – este límite depende básicamente de los precios de energía de *subastas de energía nueva* (organizadas y ejecutadas centralizadamente, para contratación de energía para un *pool* de distribuidoras) verificados en un pasado reciente. El límite a los costos trasladados a los consumidores representa una fuente de riesgos de remuneración (cobertura de costos de generación distribuida contratada en subastas organizadas por las distribuidoras) para las concesionarias, y dichos riesgos son la razón principal por la cual el mecanismo falló en servir de fomento efectivo al despliegue de generación distribuida.

Uno de los principales mecanismos introducidos por la REN 482/2012 fue un esquema de *net metering* para la micro y la mini-generación distribuida. Algunas de las características particulares de este esquema se indican a continuación;

- Los créditos obtenidos con la inyección de energía a la red de distribución son acumulables y resultan en deducciones en las facturas de energía eléctrica. El período de acumulación es de hasta 3 años.
- La deducción de la factura del usuario ocurre considerando todo el valor de la tarifa final en BRL/kWh (para aquellos usuarios que son facturados con base en tarifas *volumétricas puras*).
- Sin embargo, hay un límite inferior para el valor de la factura: la cobranza en cada mes es de al menos el valor referente al *costo de disponibilidad del servicio* para el usuario. Aunque la introducción de este límite inferior para el valor de la factura fue bien vista por las distribuidoras, algunos agentes se quejaron que el valor numérico del límite no refleja bien los costos de hacer disponible la capacidad de suministro, debido a la metodología de cálculo de la tarifa para algunas clases de consumidores.
- Para unidades consumidoras cuya modalidad tarifaria incluye diferenciación entre *períodos tarifarios* (agregación de distintas horas durante el día según patrones pre-definidos, reflejando idealmente condiciones distintas de carga del sistema), los créditos de inyección a la red en un *período* sólo generan deducciones a la energía consumida durante el mismo *período*.
- Unidades consumidoras registradas bajo el mismo identificador nacional de registro de personas físicas o jurídicas¹⁶ pueden transferir unas a los otros créditos relativos a energía inyectada en la red. Esta regla naturalmente generó una reacción de las distribuidoras, con base en argumentos que el valor unitario de la tarifa contiene componentes de costos que no necesariamente son reducidos en el caso de que la energía inyectada transita por la red – como un componente de costos referente a pérdidas técnicas.

La REN 482/2012 estableció también que la instalación de generación distribuida por cualquier usuario está condicionada a la instalación de un sistema de medición (contador) adecuado y que los costos de adecuación de contadores deben ser pagados por el usuario. Las características mínimas del contador adecuado incluyen el soporte a medición *bidireccional*.

Actualmente, está en discusión en la Audiencia Pública nº 26/2015 una modificación de la asignación de los costos de adecuación de contadores, con los costos asignados a la distribuidora (y básicamente trasladados a todo el conjunto de usuarios). Solamente los incrementos de costos para la adopción de sistemas de medición que tengan funcionalidades adicionales a las mínimas identificadas en la regulación *y que sean requeridas por el usuario* serían asignados a él¹⁷. La propuesta generó discusión en el ámbito de la Audiencia Pública nº 26/2015 debido a la socialización de los costos.

¹⁶ En Brasil, CPF y CNPJ, identificadores únicos de personas físicas y jurídicas junto al Ministerio de Finanzas.

¹⁷ De hecho, este abordaje para la asignación de costos de los contadores inteligentes es especificada actualmente en la regulación en el caso de los contadores requeridos para la adopción de una modalidad tarifaria del tipo *time-of-use* por consumidores de pequeña escala y conectados a niveles de baja voltaje [23]. La regulación brasileña condicionó la adopción de la *Modalidad Tarifaria Blanca* (una tarifa del tipo *time-of-use*) a la instalación de contadores inteligentes con funcionalidades mínimas y estableció que los costos de instalación de estos contadores fueran suportados por la distribuidora (y básicamente repasados a todo el conjunto de usuarios). Las distribuidoras se opusieron a este mecanismo, argumentando que implicaría en subsidios cruzados del grupo de consumidores que no adopta los nuevos contadores al grupo que lo adopta. ANEEL argumenta que concibió el mecanismo en parte como incentivo a la adopción de la nueva modalidad tarifaria.

Otro tópico importante se refiere a la coordinación entre los incentivos regulatorios contenidos en la REN 482/2012 y el sistema de tributación. La falta de coordinación generó algunos obstáculos al despliegue efectivo de generación distribuida en Brasil.

Uno de los temas principales se refería a la cobranza del Impuesto sobre Circulación de Mercancías y Servicios (ICMS) sobre el *monto total de energía consumida por el usuario*, incluyendo el monto producido por su propio equipo de generación distribuida. El *Consejo Nacional de Política Fiscal*¹⁸ (CONFAZ), institución responsable por normas de tributación, emitió en abril de 2014 una decisión con esta directiva. El regulador de energía eléctrica expresó entonces su desaprobación de la decisión, identificando correctamente que se trataba de un desincentivo a la micro y mini-generación.

Sin embargo, la decisión de CONFAZ permaneció vigente hasta la publicación de una nueva regla por esta institución en 2015[22]. La regla de 2015 estableció que el ICMS debe ser cobrado solo con base en la energía adquirida de la distribuidora. El ICMS es un impuesto regional, y algunos estados brasileños ya habían, antes de la emisión de la nueva decisión de CONFAZ, modificado sus propias reglas para la cobranza del ICMS.

La Audiencia Pública nº 26/2015 actualmente en curso también busca introducir mejoras a la REN 482/2012 con respecto al proceso y a los plazos de solicitud y aprobación de la conexión a la red de generadores distribuidos. Plazos demasíadamente largos y procesos burocráticos de aprobación por parte de las distribuidoras fueron causas según el regulador de los obstáculos más significativos para el desarrollo de estas tecnologías en Brasil.

Tema 4 – Posibles prácticas para Colombia

- *Una coordinación entre incentivos regulatorios y materias fiscales es necesaria para el despliegue de tecnologías de RI. Diferencias de interpretación entre el regulador y la institución con poder de decisión sobre temas tributarios deben ser idealmente resueltas al elaborar cuadros regulatorios.*
- *El proceso de solicitud y aprobación de conexión de generación distribuida tiene el potencial de impactar significativamente el despliegue de esta tecnología y, por lo tanto, una atención especial debe ser dada a la regulación de este aspecto.*

3.2 India

3.2.1 Contexto

El sistema eléctrico de la India cuenta con más de 250 GW de generación instalada. El segmento de generación es dominado por empresas de propiedad de los gobiernos centrales y regionales, con la participación privada de al menos un 27% de la capacidad.

El dominio de empresas de los gobiernos centrales también se verifica en los segmentos de transmisión (menos de 1% de participación de empresas privadas) y distribución (menos de 5% de participación de empresas privadas).

Algunos de los principales desafíos enfrentados por el sector eléctrico indio son[24]:

¹⁸ En portugués: Conselho Nacional de Política Fazendária.

-
- Tasas elevadas de crecimiento de la capacidad de los sistemas de generación, transmisión y distribución son necesarias para dar soporte al crecimiento económico;
 - Más de 400 millones de habitantes no tienen acceso a electricidad;
 - Tasas de pérdidas técnicas (en transmisión y distribución) y comerciales elevadas: la tasa promedio nacional es de 26,5%, pero las tasas exceden 40% en algunos estados;
 - La confiabilidad y calidad de suministro es inferior a niveles requeridos para permitir el crecimiento económico y calidad de vida: interrupciones diarias de suministro de varias horas de duración son comunes en muchas áreas del país; algunas clases de consumidores industriales tienen gastos significativos con estabilizadores de tensión y otros filtros.

El desarrollo de RI en India es visto como una posibilidad de enfrentar los desafíos mencionados anteriormente, y también como un vector de desarrollo económico para el país.

Por tratarse de un país en desarrollo, con altas tasas de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, y en el cual la mejora de los niveles de confiabilidad de suministro y de pérdidas de energía (técnicas y comerciales) son impulsores (*drivers*) importantes para el desarrollo de RI, las lecciones de India pueden ser relevantes para Colombia.

3.2.2 Políticas

3.2.2.1 Responsabilidades institucionales

En 2015, el gobierno de India creó, por medio de un memorando de la presidencia[25], la *National Smart Grid Mission* (NSGM), con atribuciones de planear y monitorear la implantación de políticas y programas relacionados con actividades de RI en India.

La NSGM es una entidad de nivel federal presidida por el Ministerio de Electricidad, pero cuenta con la participación de representantes de otros ministerios – Finanzas, Energía Renovable, Desarrollo Urbano, Comunicaciones y Tecnología de Información¹⁹. La entidad cuenta también con la participación de la *Central Electricity Authority*²⁰, de la *National Institution for Transforming India Aayog*²¹ y de la *Central Electricity Regulatory Commission*.

La motivación para la participación de esta variedad de instituciones es garantizar que la NSGM tenga autonomía y flexibilidad suficiente para la toma de decisión rápida – compatible con la velocidad de la evolución tecnológica de soluciones de RI requerida en India – y sin la necesidad de reportarse frecuentemente a distintos ministerios y agencias.

Para garantizar la autonomía de la NSGM, el instrumento de su creación [25] indica que la entidad contará con presupuesto independiente. La determinación del presupuesto es facilitada por la presencia del Ministerio de Finanzas en la alta administración del NSGM.

La estructura organizacional de la NSGM tiene tres niveles, presentados en secuencia[25]:

¹⁹ Específicamente para el Ministerio de Comunicaciones y Tecnología de Información, hay dos secretarios participantes, representando al Departamento de Telecomunicaciones y al Departamento de Electrónica y Tecnología de Información.

²⁰ Esta institución aconseja al gobierno en materias de política nacional de electricidad y formula planes para el desarrollo del sistema eléctrico.

²¹ Esta institución es un *think tank* gubernamental, presidido por el Primer Ministro de la India y cuenta con representantes de los estados indúes, para el desarrollo económico de la nación.

- *Governing Council:*

El nivel administración más alto, es formado básicamente por representantes de organismos gubernamentales a nivel de gabinete. Tiene autonomía de decisión sobre la asignación del presupuesto para alcanzar el objetivo de desarrollo de RI en diferentes partes del país.

El *Governing Council* se reúne semestralmente y sus funciones específicas incluyen:

- (a) Aprobar políticas y programas para la implementación de RI en el país;
- (b) Monitorear y revisar la implementación de políticas y programas;
- (c) Aprobar el presupuesto anual de NSGM;
- (d) Actividades administrativas internas (aprobar procedimientos administrativos y financieros para el funcionamiento de la NSGM; garantizar que se ejecuten auditorías sobre las actividades de NSGM, etc.).

- *Empowered Committee:*

El segundo nivel administrativo es presidido por un representante del Ministerio de Electricidad y cuenta con representantes de otros ministerios, pero también de instituciones gubernamentales con funciones más operacionales en el sector eléctrico indio – como la *Power Finance Corporation*²², la *Rural Electrification Corporation* y la *Power Grid Corporation of India*²³, la *Power System Operation Corporation*²⁴. También participan representantes de distribuidoras y de la industria.

El *Empowered Committee* se reúne trimestralmente y tiene como funciones:

- (a) Proveer información para contribuir a la toma de decisiones del *Governing Council* sobre políticas;
- (b) Aprobar proyectos específicos de RI y sus subsecuentes revisiones y modificaciones;
- (c) Monitorear la implementación de proyectos de RI;
- (d) Aprobar procedimientos y directivas para proyectos de RI;
- (e) Aprobar procedimientos y directivas para conseguir consultores y expertos, así como para asignación de recursos monetarios;
- (f) Aprobar la estructura detallada, las atribuciones y los procedimientos administrativos para la operación del *NSGM Project Management Unit* – la entidad que ejecuta las operaciones cotidianas del NSGM.
- (g) Facilitar la captación de recursos monetarios con instituciones financieras, agencias bilaterales y multilaterales.

- *Technical Committee:*

Este comité técnico provee soporte técnico a las entidades anteriores y se reúne *ad hoc*. Cuenta con representantes de instituciones gubernamentales con funciones más técnicas dentro del sector eléctrico indio – como la *Power Finance Corporation*²⁵, la *Rural Electrification Corporation* y la *Power Grid Corporation of India*²⁶, la *Power System Operation Corporation*²⁷ – y de distribuidoras. Los Institutos Indios de Tecnología y de

²² Un organismo gubernamental con atribución de proveer soluciones financieras para el sector eléctrico.

²³ Esta es una empresa de transmisión de propiedad del gobierno.

²⁴ Responsable por la operación del sistema, es una de las subsidiarias de *Power Grid Corporation of India*.

²⁵ Un organismo gubernamental con atribución de proveer soluciones financieras para el sector eléctrico.

²⁶ Esta es una empresa de transmisión de propiedad del gobierno.

²⁷ Responsable por la operación del sistema, es una de las subsidiarias de *Power Grid Corporation of India*.

Administración²⁸ también están representados entre los miembros, así como el *Ministry of Science & Technology* del ministerio correspondiente.

Las funciones del *Technical Committee* incluyen:

- (a) Desarrollo de normas, y de directivas para selección de tecnologías;
- (b) Revisión técnica de proyectos, actividades y documentos
- (c) Preparar directivas y procedimientos para capacitación y programas de formación de personal.

Las operaciones cotidianas del NSGM estarán a cargo del *NSGM Project Management Unit* (NPMU), que implementa decisiones y directivas de los niveles administrativos superiores e interactúa con desarrolladores de proyectos y con instituciones internacionales interesadas en cooperación técnica y financiera.

La fuerza de trabajo de NPMU consiste de mano de obra de la *Power Grid Corporation of India* o de otras empresas del sector público adscrita temporariamente a cargos en NPMU. En caso de mano de obra adscrita de la *Power Grid Corporation of India* o de otras empresas del sector público, las posiciones del personal en la empresa original serán protegidas y los empleados recibirán pagos por desempeño aplicables a su posición original.

El soporte de la NSGM a la implantación de proyectos de RI incluye las siguientes actividades:

- Asistencia en la formulación de proyectos, incluyendo estudios de pre-factibilidad, selección de tecnologías, análisis de beneficio-costos, modelado financiero, etc.;
- Financiamiento de proyectos, en conjunto con distribuidoras e instituciones financieras;
- Capacitación y formación de personal para implementadores de proyectos;
- Facilitación de iniciativas de *consumer awareness*;
- Evaluación de proyectos ya implantados.

La NSGM podrá también proveer recursos financieros directos a proyectos – y hasta 30% de los costos destinados para algunos tipos de proyectos²⁹ podrán ser no-reembolsables. Para actividades como iniciativas para *consumer engagement* o capacitación y formación de personal, la porción de recursos no-reembolsables podrá llegar a 100%. El monto financiero total para soporte financiero a proyectos para el ciclo 2015-2017 es de aproximadamente USD 50 millones [25] (a tasas de cambio de Oct/2015).

La NSGM es una entidad federal, pero el instrumento legal de su creación [25] especifica también que cada uno de los gobiernos estatales deberá crear entidades similares – las *State-Level Missions* –, cuyos gastos administrativos y operacionales serán suportados por los estados. Las *State Level Missions* serán presididas por los Secretarios de Electricidad de los estados.

Tema 6 – Posibles prácticas para Colombia

- *Uno de los objetivos declarados de la concentración de atribuciones en el NSGM es facilitar acceso a recursos financieros, incluso de instituciones bilaterales y multilaterales, para el desarrollo de RI.*
- *La captación de mano de obra para el NSGM Project Management Unit, la entidad que ejecuta las operaciones cotidianas del NSGM, puede ocurrir: (i) con empresas públicas existentes (como la Power Grid Corporation of India), sin desvinculación del empleo de la empresa original; o (ii) a través de contratación temporal.*

²⁸ Instituciones públicas y autónomas de educación e investigación en India.

²⁹ Ejemplos: desarrollo de TI en Ciudades Inteligentes, desarrollo de micro-grids.

Aunque esta sea una medida de reducción de costos, el sistema de incentivos para la fuerza de trabajo del NSGM Project Management Unit debe ser evaluado cuidadosamente. Problemas con los incentivos para la fuerza de trabajo de la entidad que ejecuta las operaciones cotidianas del NSGM pueden resultar en el fracaso de la iniciativa.

- *La asignación de atribuciones de aprobar políticas, normas u otros instrumentos por distintos niveles organizacionales del NSGM presumiblemente tiene que ver con la necesidad de establecer una entidad central con poderes amplios, para acelerar el desarrollo de redes en un país en que las atribuciones de regulación del sector eléctrico son en gran medida descentralizadas a nivel regional (de los estados indios) y hay gran diversidad entre los reguladores regionales. Este es un aspecto bastante distinto a la realidad en Colombia, y por lo tanto existen limitantes a la posibilidad de replicar este modelo en el último país.*

3.2.2.2 Financiamiento a proyectos de reducción de pérdidas, incluyendo despliegue de aplicaciones de TIC

Niveles elevados de pérdidas técnicas y comerciales en el segmento de distribución están entre las prioridades de India para el desarrollo de RI.

En el periodo 2002-2003, el Gobierno de India lanzó el *Accelerated Power Development and Reforms Program* (APDRP). En términos prácticos, este era un programa de reforma con orientación al sistema de distribución, con objetivos tácticos de reducir pérdidas técnicas y no técnicas y mejorar el recaudo de ingresos, a través del perfeccionamiento de procedimientos e infraestructura de medición y lectura[26].

El APDRP incluía asistencia de instituciones gubernamentales a distribuidoras, para: (i) el desarrollo y la implantación de los *Development and Reforms Program* de cada distribuidora; (ii) la financiación de hasta 25% del costo de proyectos por el gobierno central.

Sin embargo, los resultados del APDRP no han sido satisfactorios – las inversiones efectivas fueron menores que las planeadas, las reducciones de pérdidas han sido inferiores a lo esperado y, en el caso de algunas distribuidoras, el porcentaje de pérdidas se ha incrementado durante la ejecución del programa[26]. La referencia[26] anota los siguientes como factores para este desempeño insatisfactorio:

- La responsabilidad por la coordinación de asistencias técnicas a distribuidoras fue concentrada en parte en empresas del sector público que no tenían experiencia con el segmento de distribución: la *National Thermal Power Corporation Limited* (cuyo negocio principal es la generación térmica) y la *Power Grid Corporation of India* (cuyo negocio principal es la transmisión de energía eléctrica).
- El sistema de incentivos para distribuidoras era débil, sin consecuencias negativas en caso de no implantación de programas conforme a lo planificado, o de obtención de resultados insatisfactorios de planes efectivamente implantados.

En el inicio de la década de 2010, el gobierno indio reestructuró completamente el programa, introduciendo el *Restructured Accelerated Power Development and Reforms Programme* (RAPDRP).

El enfoque del programa se desplazó a la demostración de desempeño satisfactorio de programas con relación a la reducción sostenible de pérdidas. El gobierno central aún ofrece soporte técnico y financiero a las distribuidoras, pero en la versión revisada del programa la

*Power Finance Corporation*³⁰ actúa como coordinadora del soporte técnico, debiendo hacer uso obligatorio y amplio de consultores.

Desde el punto de vista técnico, fue introducida la obligación de que los *Development and Reforms Programmes* concebidos por las distribuidoras tengan dos fases:

- Fase A:
La primera fase debe obligatoriamente incluir el despliegue de infraestructura física y sistemas automatizados para medición y recolección de datos. Esto se refiere no sólo a datos de consumo final para fines de facturación, sino incluye también información de otra naturaleza, conforme a lo especificado en [27]:
 - Levantamiento de datos geográficamente referenciados y construcción de bases en aplicativos GIS;
 - Implantación de sistemas de medición y sensores en transformadores y alimentadores;
 - Implantación de sistemas SCADA y *distribution management systems* (para áreas con población de más de 40,000 personas).

La implementación de aplicaciones de tecnología de información (TI) para lectura y facturación, contabilidad y auditoría, comunicación con el consumidor y respuestas a reclamaciones también es parte de la primera fase.

La inclusión de estas exigencias en la fase inicial viene en reconocimiento de que muchas distribuidoras no tenían bases de datos con calidad suficiente para permitir la definición de planes de desarrollo, ni para establecer líneas de base con respecto a niveles actuales de pérdidas. La inexistencia de esta información consistía en un problema, considerando que el establecimiento de metas cuantitativas de reducción de pérdidas es una de las principales modificaciones introducidas en el RAPDRP en respuesta a los problemas del APDRP original.

Naturalmente, este formato de la Fase A representa una oportunidad para el despliegue de tecnologías de RI.

Por otra parte, la información originada en las intervenciones de la Fase A consiste en insumo necesario no sólo para la construcción de líneas de base para establecer metas, sino también de información esencial para *implantar* programas de combate a pérdidas – por ejemplo, al asistir la identificación de fraude o robo por medio de la comparación de mediciones de potencia y energía inyectada en alimentadores y efectivamente consumida.

- Fase B:
Después de terminada la Fase A, las líneas de base para evaluación de desempeño y la construcción de planes de inversiones por distribuidoras están disponibles. Esto permite la implantación de la Fase B del programa.

Las inversiones de la segunda fase del programa pueden incluir:

- Renovación, modernización o refuerzo de activos eléctricos (subestaciones, transformadores, cables subterráneos, líneas de transmisión, etc.);

³⁰ Un organismo gubernamental con atribución de proveer soluciones financieras para el sector eléctrico.

-
- Sustitución en gran escala de contadores electromecánicos por contadores electrónicos y con obstáculos a fraudes;
 - Implantación de centros móviles de servicio al consumidor.

El soporte financiero para las distribuidoras, en el ámbito del RAPDRP, es el siguiente:

- El gobierno central de India³¹ provee hasta un 100% de soporte financiero para la Fase A, como préstamos. Dichos préstamos son convertibles en recursos no reembolsables (donaciones) bajo ciertas condiciones, descritas más adelante.
- El gobierno central de India³¹ provee hasta un 25% (90% para estados menos desarrollados desde el punto de vista socioeconómico) de soporte financiero para la Fase B, como préstamos. Dichos préstamos son convertibles en recursos no reembolsables (donaciones) bajo ciertas condiciones, descritas más adelante.

Los incentivos de desempeño introducidos en el RAPDRP se relacionan con los requisitos tanto para elegibilidad a la asistencia financiera como para la conversión de préstamos en donaciones. Los requisitos para elegibilidad de distribuidoras para asistencia financiera incluyen los siguientes puntos:

- Comprometerse a alcanzar los siguientes criterios de reducciones de pérdidas técnicas y comerciales:
 - Empresas con niveles de pérdidas superiores a 30%: reducción de 3%/año.
 - Empresas con niveles de pérdidas inferiores a 30%: reducción de 1.5%/año.
- Introducir un esquema de incentivos al personal de la distribuidora, condicionando pagos por desempeño con la reducción de pérdidas.
- Para asistencia financiera a la Fase B, someter a la entidad coordinadora del RAPDRP los niveles de pérdidas históricos verificados y permitir que una agencia independiente verifique que la infraestructura de medición (en los puntos de conexión al sistema de transmisión, en los alimentadores, etc.) es adecuada para permitir cálculos de la reducción de pérdidas efectiva en el sistema de la distribuidora.

Con respecto a la conversión de préstamos en donaciones, las siguientes condiciones e incentivos se aplican:

- La totalidad de los préstamos para la Fase A son convertidos en donaciones después del establecimiento de la línea de base de pérdidas.
- Hasta la mitad de los préstamos para la Fase B son convertidos en donaciones después que se alcance una reducción de pérdidas técnicas y comerciales de un 15% de manera sostenible. Si la empresa no alcanza una reducción sostenible de 15%, la porción del préstamo convertido en recursos no reembolsables será reducida en proporción al déficit en relación a la meta de 15%.

³¹ A través de la Power Finance Corporation y de la Rural Electrification Corporation.

Tema 7 – Posibles prácticas para Colombia

- La primera implantación del APDRP no contaba con incentivos de desempeño y sus resultados no fueron satisfactorios. La versión reestructurada del programa (R-APDRP) cuenta con incentivos (por ejemplo, préstamos convertidos en donaciones solamente si se alcanzan los niveles mínimos de reducción de pérdidas) como estrategia para resolver el problema.
- La implantación de infraestructura de medición y lectura, incluyendo aplicaciones de TI, es una etapa importante del programa de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas. De hecho, el gobierno indio ofrece recursos no reembolsables (en caso de cumplimiento de metas de desempeño) de hasta un 100% de esta etapa del proyecto.

3.2.3 Regulación

3.2.3.1 Un mapa de ruta para la elaboración de regulación para Redes Inteligentes

En su mapa de ruta para el desarrollo de RI en India con fecha 2013 [28], el *India Smart Grid Forum*³², que tiene atribuciones de presentar recomendaciones al Gobierno de India, incluyó las siguientes directivas sobre el desarrollo de regulación y normas:

1. Formulación de programas eficaces de comunicación con el cliente para la participación activa de los consumidores en la implementación de redes inteligentes.
2. Desarrollo de: (i) mapas de ruta específicos por estado/concesionaria para la implantación de tecnologías de RI; (ii) reingeniería de procesos de negocios, cambios en gestión y programas de formación de capacidad técnica. Se indica que reguladores regionales³³ liderarían el proceso.
3. Finalización de cuadro regulatorio para evaluación y auditoría de *cyber security*, así como para certificación de empresas respecto a este tema.
4. Políticas y cuadros regulatorios para: (i) la conexión de generación *behind-the-meter* a la red; (ii) políticas de soporte a solar en el techo (*rooftop solar*) posiblemente incluyendo alternativas clásicas como *net-metering* y *feed-in tariffs*.
5. Desarrollo de tarifación dinámica y programas mandatorios de respuesta de la demanda, empezando con consumidores de gran escala y con posterior extensión a todos los consumidores atendidos a través de redes trifásicas.
6. Desarrollo de modelos de negocio para crear fuentes de ingresos alternativos mediante el aprovechamiento de la infraestructura de RI para ofrecer otros servicios (soluciones de seguridad, medición de agua, soluciones de tráfico, etc.) a gobiernos estatales o municipales, así como a otros organismos.
7. Estudio de nuevos mecanismos tarifarios, productos y programas para incentivar la participación de consumidores en mercados de energía y el desarrollo de generación *behind-the-meter*.

³² Una iniciativa criada por el Gobierno de India para acelerar el desarrollo y despliegue de RI, en la forma de un foro que presente recomendaciones sobre el tema. Registrado como una entidad sin fines lucrativos, cuenta con el Gobierno de India, representado por el Ministerio de Electricidad, como su presidente.

³³ Tienen mandato amplio dentro de los estados, aunque la *Central Electricity Regulatory Commission* tenga mandato sobre temas como la regulación de transmisión de energía *entre* estados y generación de propiedad de entidades del Gobierno de India, además de funciones de provisión de recomendaciones al gobierno central sobre temas como promoción de competencia, promoción de inversiones en el sector, etc.

8. Desarrollo y adopción de normas apropiadas para el desarrollo de RI en India, para lo que se apunta como actividad esencial la participación de expertos indios en organismos internacionales que participan en el desarrollo de normas para RI.

Además, el mismo documento trae las siguientes recomendaciones sobre políticas (que se lista en esta sección de forma a mantener agregada toda la información relativa a la referencia [28]):

1. Políticas para: (i) incentivo de eficiencia energética, particularmente en instalaciones públicas; (ii) instalación de cargadores de vehículos eléctricos; (iii) incentivo a despliegue de aparatos eléctricos que faciliten la respuesta de la demanda.
2. Estudio de resultados de la primera serie de proyectos piloto de RI y recomendación de cambios requeridos en el *Indian Electricity Act* y la política nacional de electricidad.
3. Implantación de Centros de Desarrollo de Habilidades³⁴ para el desarrollo de redes inteligentes alineadas con la política de desarrollo de Habilidad Nacional 2009 para el sector de energía para el año 2015.
4. Incentivar la inversión en investigación y desarrollo, entrenamiento y programas de capacitación para la creación recursos adecuados para el desarrollo e implementación de tecnologías de RI en la India, así como la exportación de know-how, productos y servicios.
5. Desarrollo de contadores inteligentes de bajo costo por la industria nacional.

Tema 8 – Posibles prácticas para Colombia

- *La comunicación con el cliente para participación activa en el desarrollo de RI es el primer ítem mencionado en la sección del India Smart Grid Vision and Roadmap [28] que trata de recomendaciones de políticas, regulación y normas. Esto sugiere que el tema es visto como estratégico y prioritario. De hecho, la efectiva comunicación con consumidores es un ítem importante para: (i) facilitar la aceptación de las políticas de desarrollo y despliegue de RI y garantizar su aceptación en la sociedad; (ii) diseminar información y facilitar el despliegue efectivo de tecnologías de RI que dependen de aceptación por consumidores, como el desarrollo de generación behind-the-meter o la adopción de nuevas modalidades tarifarias del tipo opt-in.*
- *India tiene como una de sus directivas de políticas el desarrollo de contadores inteligentes de bajo costo por la industria nacional, buscando un alineamiento entre los objetivos de desarrollo de RI y de incentivo a vectores de crecimiento económico local. Este aspecto puede ser relevante para Colombia, dado que el desarrollo de tecnologías de RI también puede ser utilizado como un vector de crecimiento local en el país.*

3.2.3.2 Directivas para la elaboración de regulación adaptadas a RI

Particularmente importante en India es el reciente diseño, por el Fórum de Reguladores del país, de las Regulaciones Modelo para Redes Inteligentes (*Model Smart Grid Regulations [29]*). El Fórum de Reguladores en una entidad central, que sin embargo emite directivas para la actividad de los reguladores estatales³⁵.

³⁴ Skill Development Centers.

³⁵ La referencia [25], que define las atribuciones y la composición de la *National Smart Grid Mission* (NSGM) abordada en la sección 0.2 no indica su relación con el Fórum de Reguladores ni establece como obligatoria la participación de miembros del Fórum en la NSGM. Sin embargo, los consultores entienden que la NSGM tiene atribuciones relacionadas más íntimamente a políticas públicas, emisión de normas y directivas para selección de tecnologías, ejecución y

Considerando esto, las Regulaciones Modelo para Redes Inteligentes, aprobadas en Junio de 2015 y recién disponibles en el sitio *web* del Fórum de Reguladores, cuentan con directivas para la elaboración de regulaciones por cada una de las Comisiones Regulatorias de Electricidad de los estados indios.

Las principales directivas de las Regulaciones Modelo para Redes Inteligentes se presentan en secuencia.

- **Constitución de una Célula de RI (*Smart Grid Cell*) en concesionarias de transmisión y distribución:**

Todas las empresas concesionarias de transmisión y distribución deben implantar en su organización una Célula de RI dentro de tres meses de la notificación por los reguladores estatales. Las Células de RI podrán combinar actividades relacionadas con la implantación de RI con aquellas relacionadas con programas de eficiencia energética y respuesta de la demanda.

La Célula de RI debe tener la autoridad y los recursos necesarios para ejecutar sus responsabilidades, que incluyen:

- El levantamiento de bases de datos y la ejecución de estudios para definición de líneas de base para programas de RI;
- La formulación de planes, programas y proyectos de RI, incluyendo:
 - Análisis de beneficio-costos;
 - Diseño del programa y de planes de implementación;
 - Monitoreo, medición y verificación de resultados.

- **Proceso para diseño e implantación de programas y proyectos de RI:**

El proceso de implantación para diseño e implantación de programas y proyectos de RI debe necesariamente iniciarse con estudios para identificación de líneas de base con respecto a variables técnicas y económicas relevantes. Con base en estos estudios, las concesionarias de transmisión y distribución locales desarrollarán programas de RI para sus áreas de suministro.

Los programas deben tener horizontes multianuales y ser sometidos a las Comisiones Regulatorias Estatales para aprobación. Propuestas de proyectos individuales que requieran inversiones superiores a un determinado nivel definido por la regulación³⁶ deberán ser sometidas individualmente a la aprobación de las Comisiones Regulatorias Estatales.

Las propuestas sometidas a las Comisiones deberán incluir:

- Informe Detallado, conteniendo, entre otros ítems: objetivos, estudios de factibilidad técnica y financiera, *stakeholders* afectados, análisis detallada de costos y beneficios, cronograma de implantación, plano de monitoreo de implantación.
- Las concesionarias deberán necesariamente incluir en Informes Detallados:
 - Identificación de costos incrementales de los programas/proyectos; y
 - Propuestas de mecanismos para la recuperación de costos.
- Plan para comprometimiento y participación de los consumidores;
- Plan de entrenamiento y capacitación de fuerza de trabajo de la concesionaria;

financiación de proyectos específicos de RI, mientras las atribuciones del Fórum de Reguladores se relacionan con la emisión de regulación.

³⁶ INR 100 millones (aproximadamente equivalente a USD 1,5 millones a tasas de cambio de Oct/2015).

- Otras informaciones requeridas por las Comisiones.

La Comisión procederá a la evaluación de la propuesta, requiriendo modificaciones al plan cuando sea necesario. En particular, la Comisión podrá imponer a la concesionaria la adopción de mecanismos de recuperación de costos distintos de aquellos originalmente propuestos, incluyendo aquellos basados en incentivos o penalizaciones de desempeño.

Planes aprobados por la Comisión e implantados según el cronograma y las condiciones informadas tendrán garantía de recuperación de los costos identificados en el Informe Detallado, a través del mecanismo acordado entre la concesionaria y el regulador.

Para la implantación de los planes, las concesionarias deberán observar normas técnicas homologadas por la *Central Electricity Authority* de India. Cuando dichas normas no estén disponibles, las concesionarias deberá observar normas de IEC, IEEE y ANSI (en este orden de prioridad).

Tema 9 – Posibles prácticas para Colombia

- *India ha colocado gran énfasis en la definición de procesos para el diseño y desarrollo de programas y proyectos de RI. Este énfasis en el proceso regulatorio se justifica por la opción del Foro de Reguladores del país de garantizar la recuperación de costos para proyectos aprobados previamente a su implantación e implantados según un plan sometido a entidades reguladoras.*
- *Esta opción regulatoria garantiza la recuperación de costos por parte de las concesionarias de distribución o transmisión que ejecuten los proyectos, pero trae potenciales impactos negativos sobre: (i) el potencial de innovación de los proyectos; (ii) la flexibilidad de implantación de los mismos.*

Aunque dicha opción eventualmente se justifique en India, considerando características particulares del país (como la aparente dificultad de los reguladores de observar la realidad de las empresas, creando asimetrías de información), puede no ser la ideal en países en los cuales el regulador tenga mejores condiciones de observación del desempeño de la distribuidora y en que el entorno regulatorio permita la exploración de estructuras de incentivos de desempeño.

3.3 Reino Unido

3.3.1 Contexto

En el Reino Unido (RU), los motivadores para el desarrollo de RI se asimilan a aquellos que, de manera general, predominan en el continente europeo:

- Integración de generación renovable, en particular aquella de tecnología eólica y solar fotovoltaica, con atención al impacto del incremento de la participación de generación renovable en la huella de carbono del sector eléctrico;
- Seguridad de suministro energético, con exploración de recursos energéticos internos y disminución de la dependencia de importación de combustibles fósiles;
- Gestión eficiente del consumo en países con demanda de energía eléctrica maduras y crecientes a tasas bajas (o aún decrecientes);
- Incentivos a desarrollo industrial y tecnológico, así como al crecimiento económico, con tecnologías de RI como vectores de desarrollo.

No obstante las diferencias entre las características de la demanda y los motivadores primarios para el despliegue de RI en el RU y en Colombia, la relevancia de las experiencias del Reino Unido se justifica por el país ser un precursor en la introducción de cambios a la regulación del sistema de distribución que se basan en la adaptación a los cambios tecnológicos y en modelos de negocios que se pueden presentar por diversos factores – incluyendo el desarrollo de tecnologías de RI.

3.3.2 Políticas

3.3.2.1 Responsabilidades institucionales

El *Department of Energy and Climate Change* (DECC) y el regulador de los sectores de electricidad y gas natural (*Office of Gas and Electricity Markets*, Ofgem) son las entidades que lideran las actividades orientadas al desarrollo de políticas y regulación para RI en RU.

Por un lado, las dos entidades presiden conjuntamente el *Electricity Network Strategy Group* (ENSG) – el principal organismo responsable para la coordinación del plan de acción para el desarrollo de RI en el país.

El ENSG representa un foro para la coordinación de diferentes *stakeholders* con respecto a temas del sector eléctrico, cuya misión es ofrecer soporte al gobierno en alcanzar soluciones para desafíos de largo plazo del sector. Sus atribuciones no están limitadas a RI y abordan temas estratégicos variados, relacionados con garantizar un suministro de energía asequible, confiable y socio-ambientalmente sostenible.

Por otro lado el DECC y el Ofgem lideran la iniciativa *UK Smart Grid Forum*, que tiene el objetivo construir un portal para el aprendizaje y la disseminación de conocimiento sobre RI. El *UK Smart Grid Forum* cuenta con la participación de otras siete entidades:

- BEAMA, una asociación que representa más de 200 productores de equipos electrotécnicos para redes de transmisión y distribución;
- *Energy Networks Association*, la asociación de operadores de redes de transmisión y distribución en el RU e Irlanda;
- *Energy Technologies Institute*, una cooperación entre el Gobierno del RU y empresas de energía e ingeniería globales (BP, Caterpillar, EdF, E.ON, Shell and Rolls-Royce);
- *HubNet*, una entidad de investigación autónoma, financiada a través de una donación de los Research Councils UK;
- *Institution of Engineering and Technology*, una asociación del tipo de ingeniería;
- *Innovate UK*, una agencia pública soporte a la innovación, y financiadora de proyectos.

Las atribuciones del *UK Smart Grid Forum* incluyen la ejecución de estudios y la elaboración de recomendaciones para la consideración del DECC y del Ofgem. En 2014, el foro publicó la versión más reciente del mapa de ruta para el desarrollo de RI en RU [30].

Tema 10 – Posibles prácticas para Colombia

- *El RU ha mantenido la responsabilidad de formulación de políticas y planes para el desarrollo de RI básicamente con el DECC (en estrecha coordinación con Ofgem).*
- *Sin embargo, constituyó foros, liderados por estas entidades gubernamentales y con la participación de asociaciones de stakeholders (la industria de equipos electrotécnicos, distribuidoras, institutos de investigación autónomos y empresas globales de energía), para la ejecución de estudios y formulación de recomendaciones para las actividades de DECC y Ofgem.*

3.3.2.2 Financiamiento para la innovación

Diversas líneas de financiamiento para la innovación en el sector energético (incluyendo innovación en tecnologías de RI dentro del sector eléctrico) están disponibles en UK:

- *DECC's Energy Entrepreneurs Fund* [31]:
El acceso a los recursos es coordinado directamente por el DECC y se orienta a las áreas de eficiencia energética, generación de electricidad, producción de calor, almacenamiento de electricidad y captura y almacenamiento de carbón. El esquema trae condiciones especiales para pequeñas y medias empresas, y empresas principiantes pueden recibir financiamiento adicional para períodos de incubación.
- Líneas de recursos no reembolsables de *Innovate UK* [34]:
Innovate UK, la agencia mencionada en la sección anterior de este informe, ofrece tres líneas principales de soporte financiero a proyectos de innovación en el sector energético (incluyendo para proyectos de RI en el sector eléctrico) a través de donaciones: *Energy Catalyst*, *Smart Awards* y *Collaborative R&D Funding*. Los dos primeros programas se enfocan en proyectos con colaboración entre industria y academia. El tercero tiene el formato de una competencia por donaciones.
- *Ofgem's Network Innovation Competition* (NIC) [32]:
Más propiamente descrita como un mecanismo regulatorio que una política pública, esta línea sólo está accesible a operadores de redes (de electricidad y gas), que usualmente se asocian a empresas de IDi para la ejecución de proyectos de innovación financiados.
NIC ha sido introducido como parte de los mecanismos de control de precios de RIIO³⁷. Anualmente, los operadores presentan propuestas para proyectos de desarrollo y demostración de tecnologías innovadoras, y las propuestas compiten por un monto fijo de recursos. El monto es actualmente de hasta GBP 81 millones por año. Sin embargo, Ofgem informa en [36] que podrá revisar estos valores en 2016³⁸. Como directiva general, se buscan proyectos que tienen beneficios ambientales, reducciones de costos de suministro e incremento en seguridad de suministro.
- Otros mecanismos de financiamiento en el ámbito de RIIO:
También más propiamente descritos como mecanismos regulatorios que como políticas públicas, son líneas accesibles a operadores de redes:
 - *Network Innovation Allowance* (NIA): tiene como objetivo proveer fondos para proyectos de innovación a pequeña escala. El valor de los fondos disponibles tiene un valor por defecto del 0.5% de los ingresos autorizados, excepto en el caso en que la empresa presente justificación de un plan de innovaciones que requiera hasta el 1% de los ingresos autorizados. En este sentido, este programa guarda alguna similitud con la primera versión del LCNF, descrito en el próximo ítem.

³⁷ RIIO es el acrónimo para la expresión *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*, conforme indicado más adelante en este capítulo.

³⁸ Conforme el siguiente extracto de [36]: "In Chapter 7 we set out how the RIIO framework will encourage the DNOs to innovate further, trial and roll-out solutions to accommodate the take-up of low carbon technologies and the connection of generation, particularly using smart grids solutions and customer response. We plan to review the level of funding available to DNOs in the Network Innovation Competition (NIC) in 2016. If DNOs do not demonstrate clear evidence of how emerging learning on smart solutions will be deployed as business as usual, then there may be a strong case for removing NIC funding for DNOs post 2016. In addition we are considering whether a qualifying criterion for the NIC should be that DNOs have to demonstrate how they are deploying smart grids solutions in their business."

- *Innovation Roll-out Mechanism (IRM)*: tiene como objetivo permitir que las empresas soliciten financiamiento adicional para el despliegue de innovaciones de viabilidad ya comprobada, bajo determinados criterios.
- *Ofgem's Low Carbon Networks Fund (LCNF) [33]*:

Este programa se asimila a la NIC y existió entre el 2010 hasta marzo de 2015. El programa también es más propiamente descrito como un mecanismo regulatorio que como política pública.

La línea de financiación contaba con GBP 81 millones para el soporte de proyectos de demostración de nuevas tecnologías, procesos operativos o modelos comerciales por operadores de redes distribución.

Existían dos versiones de soporte financiero para proyectos. En la primera versión, se permitía que operadores de redes de distribución recuperasen una porción de sus gastos con proyectos de pequeño porte a través de acceso directo a los recursos del fondo, siempre que cumpliesen con requisitos de calificación (que podrían ser evaluados *ex post*).

La segunda versión es conceptualmente similar al NIC: operadores presentan propuestas para proyectos de desarrollo y demostración de tecnologías innovadoras, y las propuestas compiten por un monto fijo de recursos (que, en el caso del LCNF, era de hasta GBP 64 millones por año).

Antes de proceder a la próxima sección, es importante presentar algunos comentarios sobre los programas de Ofgem y su rol dentro de los mapas de ruta para el despliegue de RI establecidos por DECC y Ofgem (a través de la ENSG o del UK Smart Grid Forum).

En 2010, DECC y Ofgem elaboraron (a través del ENSG) el primer mapa de ruta para el desarrollo de RI [35]. Este primer mapa especificaba como actividades clave de la primera etapa de desarrollo de RI la prospección y la demostración de nuevas tecnologías, nuevos procesos operativos y nuevos modelos comerciales. La ejecución de proyectos tenía el objetivo de profundizar, por medio de proyectos ejecutados por los propios operadores de red, la investigación sobre soluciones de RI más relevantes para el Reino Unido.

El mecanismo regulatorio de financiamiento LCNF fue diseñado por Ofgem en este contexto, y la competición por recursos fue introducida como parte del mecanismo con el objetivo de emular la competición por la innovación tecnológica y de modelos de negocio en un ambiente de mercado.

Sin embargo, era mandatorio que los operadores ejecutores del proyecto compartiesen lo aprendido durante el desarrollo del proyecto con otros operadores de red, con el objetivo de identificar y promover buenas prácticas, evitar duplicidad de esfuerzos y acelerar el desarrollo de RI (y, de manera más general, de un sector eléctrico con una baja huella de carbono).

La opción de Ofgem de mantener de un esquema de soporte financiero (el NIC) a proyectos de demostración en el momento actual sugiere que, aún después de cinco años de implantación de proyectos de demostración bajo el LCNF, la demanda por proyectos de demostración sigue siendo significativa.

Tema 11 – Posibles prácticas para Colombia

- *Las distintas líneas de financiación para proyectos de innovación en el sector de energía (incluyendo el segmento de RI dentro del sector de electricidad) atienden a diferentes perfiles de agentes – desde empresas de tecnología nacies a operadores de redes de transmisión.*
- *La necesidad de soporte financiero a proyectos de demostración tecnológica, de procesos operativos y modelos comerciales en una fase inicial de despliegue de RI llevó a Ofgem a*

implantar un esquema para acceso a líneas de recursos financieros. Ofgem optó por un formato de esquema competitivo de selección de empresas, pero garantizando que las mejores prácticas fueran compartidas entre los operadores de red.

- Después de cinco años de implantación del primer esquema de soporte financiero, mecanismos de financiamiento similares continúan en uso, indicando que la demostración de esquemas tecnológicos y comerciales innovadores continúa en tener un rol importante en la estrategia de desarrollo de RI en el RU.

3.3.3 Regulación

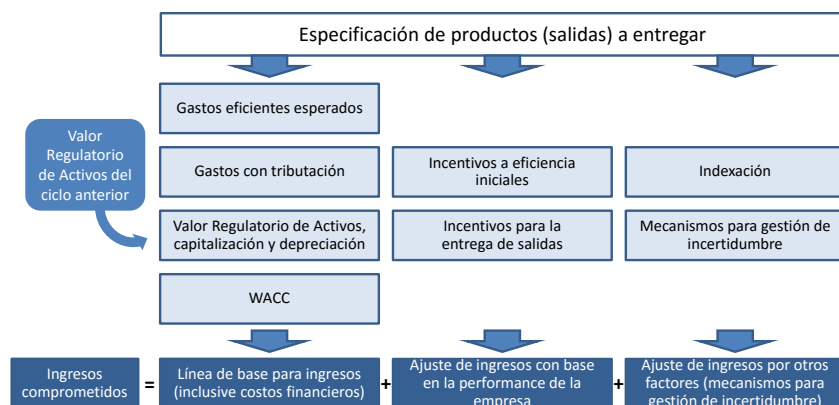
3.3.3.1 El modelo RIIO y adaptaciones al despliegue de RI

Ofgem ha introducido recientemente modificaciones significativas al cuadro regulatorio de la actividad de distribución, habiendo iniciado la aplicación del modelo RIIO para el ciclo de revisiones que se inició en abril de 2015³⁹.

RIIO es un acrónimo para *Revenue = Incentives + Innovation + Outputs*. El mnemónico captura un principio que está en la base del modelo – el hecho de que el regulador define los productos (salidas u *outputs*) que las empresas deben entregar y la remuneración de la distribuidora es una función de la entrega de estos productos. El modelo tiene particular énfasis en la innovación, como ya indicó la descripción del mecanismo del LNFC presentado en la sección anterior.

La motivación para introducir este nuevo modelo ha sido exponer las distribuidoras a incentivos más fuertes para alcanzar un sector ambientalmente sustentable y con costos económicos reducidos en comparación con aquellos que serían alcanzados con el cuadro regulatorio anterior. Naturalmente, la meta de sostenibilidad ambiental está en consonancia con los objetivos estratégicos del RU para el desarrollo del sector en general, y de los objetivos de despliegue de tecnologías de RI en particular. La filosofía general del RIIO es ilustrada en la Figura 4.

Figura 4. Diagrama esquemático de controles de precios en el modelo de RIIO.



Fuente: Ofgem, "Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control - Overview", Mar 2013

³⁹ La aplicación del modelo al segmento de distribución de energía eléctrica empezó en 2015. Sin embargo, la creación del modelo ocurrió antes de 2015. La aplicación de modelos RIIO para los sectores de transmisión de energía eléctrica y distribución de gas empezó también antes de 2015.

La Figura 4 indica que se tiene un modelo de bloques constructivos (*building blocks*) con tres etapas principales, con especificación de los productos que la distribuidora debe entregar afectando las decisiones regulatorias sobre los ingresos autorizadas.

Los productos que debe entregar la distribuidora son definidos de la siguiente manera [36], [37]:

- *Seguridad*: el producto primario se refiere a conformidad con los requisitos de seguridad de la entidad pública *Health and Safety Executive* (de manera general, salubridad y seguridad ocupacional).
- *Satisfacción de cliente*: obtención de altos niveles de satisfacción y compromiso (*engagement*) de los clientes, así como mejora del servicio donde sea necesario.
- *Medio-ambiente*: producto que se relaciona primariamente con el alcance de metas ambientales generales como reducción de huella de carbono y minimización del impacto ambiental de las actividades de la empresa (incluyendo polución visual y contaminación).
- *Condiciones para conexiones*: el producto puede ser descrito básicamente como la habilidad de conectar a los usuarios (incluso aquellos con generación distribuida u otras necesidades específicas) de manera rápida y eficiente.
- *Obligaciones sociales*: el producto primario puede ser descrito como la asistencia a consumidores vulnerables, incluso a través de coordinación y asociación con otras clases de *stakeholders* para utilizar información de forma efectiva e identificar soluciones para garantizar la asequibilidad a la energía;
- *Confiabilidad y disponibilidad*: el producto puede ser descrito como la provisión del suministro de manera confiable, con niveles óptimos de indicadores de continuidad y con una adaptación a eventos resultantes del cambio climático (por ejemplo, el riesgo incrementado de inundaciones y su potencial impacto sobre la confiabilidad).

Los incentivos para la entrega de los productos son conceptos centrales para la determinación de ingresos bajo el esquema RIIO. Sin embargo, no se define incentivos financieros nuevos en el ámbito de la regulación en todos los casos – por ejemplo, en el caso del producto *seguridad* no hay nuevos impactos financieros, dado que el *Health and Safety Executive* ya actuaba en caso de no-conformidad de las actividades de la empresa a través de penalidades, sanciones administrativas e instrumentos similares.

Aunque la discusión detallada del modelo RIIO no se incluya entre los objetivos de este informe, es importante discutir puntos importantes de la adaptación del modelo al contexto de desarrollo y despliegue de RI en el RU. Se debe enfatizar que las soluciones indicadas a la secuencia se adaptan a la realidad particular del sistema de RU y no necesariamente son las óptimas en países cuyos sistemas tengan otras características – por ejemplo, países en los cuales se tengan tasas de crecimiento de demanda más significativas que lleven a requisitos distintos de gastos de capital en la expansión de redes.

Primeramente, la estructura de incentivos de desempeño de RIIO, particularmente en la fase indicada en el segundo bloque de la Figura 4 es importante cuando se considera la adaptación al contexto de despliegue de soluciones de RI [36], como indican los siguientes ejemplos:

- Hay un mecanismo denominado *interruptions incentive scheme (IIS)*⁴⁰ que presenta a las empresas incentivos para anticipar incrementos de carga (incluso aquellos correspondientes a tecnologías típicamente clasificadas como asociadas a RI, como

⁴⁰ El IIS establece incentivos con base en la comparación del desempeño verificado de la distribuidora con relación a índices de duración y frecuencia de interrupciones, en comparación con metas definidas por el regulador.

vehículos eléctricos) u otros activos que utilizan el sistema de distribución (como generación distribuida) que afecten la operación de la red. Las empresas son incentivadas a expandir y operar sus redes (incluso con el uso de ADA, si esta es la solución más económica) de forma a garantizar un suministro confiable;

- RIIO incluye, en una fase de evaluación de planes de negocios de la distribuidora, incentivos fuertes para la eficiencia de decisiones. El *efficiency incentive rate* es aplicado a los gastos totales (*totex*) de las distribuidoras, en un esfuerzo para evitar que empresas prioricen soluciones de *capex* (como la expansión de instalaciones de la red eléctrica) en detrimento de soluciones menos capital-intensivas, como la respuesta de la demanda;
- Los incentivos para la entrega del producto *condiciones para conexiones* traen estímulos para la conexión de consumidores que introduzcan generación distribuida o también vehículos eléctricos al sistema.

Además de eso, hay una estructura de incentivos a la innovación tecnológica, de procesos operativos y modelos comerciales, íntimamente relacionada con los esquemas de financiamiento mencionados en la sección anterior.

Otras adaptaciones del esquema RIIO al contexto de desarrollo y despliegue de RI están más relacionadas con el tercer bloque de la Figura 4. Por ejemplo, uno de los mecanismos de gestión de incertidumbres se refiere explícitamente a la cobertura de costos no anticipados (incierto) del despliegue (*roll-out*) de contadores inteligentes⁴¹.

Tema 12 – Posibles prácticas para Colombia

- *En la estructura de incentivos de desempeño de RIIO, el efecto de algunos ítems sobre el despliegue de RI resulta de una extensión de principios que se aplican de manera más general. Como ejemplo, se puede considerar los incentivos relacionados al IIS, que buscan garantizar confiabilidad de suministro para una red que acomoda diversos usuarios, incluso aquellos que introducen tecnologías como vehículos eléctricos o generación distribuida.*
- *Otros incentivos se dirigen más íntimamente a tecnologías de RI, como el mecanismo de gestión de incertidumbres direccionado explícitamente a la cobertura de costos del roll-out de contadores inteligentes.*
- *Sin embargo, las soluciones que se adaptan a la realidad particular del despliegue de RI en un sistema como el británico no necesariamente son óptimas en países cuyos sistemas tengan otras características – por ejemplo, países en los cuales las tasas de crecimiento de demanda sean más significativas que lleven a requisitos distintos de gastos de capital en la expansión de redes.*

3.3.2.2 El Programa de Implementación de Medidores Inteligentes

Está vigente actualmente en el Reino Unido el *Programa de Implementación de Contadores Inteligentes* (SMIP, de la expresión *Smart Metering Implementation Programme* [39]), una iniciativa que tiene como objetivo final la implementación masiva de contadores inteligentes, con la sustitución de más de 50 millones de contadores con medición de electricidad y gas en instalaciones domésticas hasta el año de 2020, además de los contadores en instalaciones no-domésticas.

El programa tiene dos etapas [39]:

⁴¹ Costos incurridos por distribuidoras por llamadas a las premisas de los consumidores durante o *roll-out* de contadores inteligentes y costos asociados al uso de los datos obtenidos a través de contadores inteligentes por distribuidores [38].

-
- La primera, llamada *etapa de fundaciones*, empezó en Marzo de 2011 y tiene como objetivos:
 - Definir el cuadro regulatorio y comercial para la etapa de instalación.
 - Crear instituciones para dar soporte a la iniciativa y/o permitir la operación y uso de los contadores inteligente (incluyendo la *Smart Energy GB* y la *Data Communications Company*, cuyas atribuciones se verán a continuación).
 - Planear las inversiones en infraestructura para la fase de instalación.
 - Permitir que los comercializadores de electricidad y gas ejecuten el entrenamiento de la fuerza de trabajo para la instalación.
 - Permitir la ejecución de proyectos pilotos y pruebas (tanto por el regulador como por las entidades responsables por la instalación de los contadores), para identificar riesgos y definir estrategias de mitigación.
 - La segunda, llamada *etapa de instalación*, empezará durante el año de 2016, y se refiere a la sustitución masiva de contadores.

El gobierno tiene la atribución de definir metas e establecer responsabilidades institucionales para la iniciativa, y el DECC monitoreará el *roll-out* de los contadores. Fueron creadas dos instituciones para dar soporte a la iniciativa:

- La *Smart Energy GB* tiene el mandato de asegurar que consumidores de electricidad y gas reciban informaciones de calidad sobre el proceso, y de recoger y procesar opiniones y eventuales reclamos de consumidores.
- La *Data Communications Company* es responsable por proporcionar la infraestructura de comunicaciones para datos de los contadores inteligentes. Esta institución será un organismo operando bajo una licencia gubernamental y regulada por el Ofgem.

Bajo el diseño actual del SMIP, los comercializadores de electricidad y gas serán formalmente responsables por proveer e instalar los contadores inteligentes, y requeridos a tomar todas las medidas razonables para completar el *roll-out*. Esto significa que los comercializadores son formalmente responsables por el costo de los medidores – sin embargo, el DECC enfatiza en las referencias [40]-[41] que espera que estos costos sean trasladados a los consumidores por medio de incrementos en el precio de energía (electricidad y gas) de acuerdo con las condiciones de los contratos de comercialización, lo que es posible bajo el cuadro regulatorio del país.

Además, como descrito en la sección anterior, la regulación de otros segmentos del sector eléctrico fue adaptada al contexto de despliegue masivo de contadores inteligentes. Por ejemplo, el cuadro regulatorio del segmento de distribución incorporó el mecanismo, de gestión de incertidumbres referentes a los costos inciertos incurridos por distribuidoras y resultantes del *roll-out* de medidores inteligentes, incluyendo costos por llamadas a las casas de los consumidores durante el *roll-out* y costos asociados al uso de los datos [38].

Se debe enfatizar que las decisiones de las instituciones y agencias gubernamentales del Reino Unido acerca del SMIP fueron acompañadas de extensos estudios, incluyendo análisis cuantitativos de impactos [40]-[41], y consultas públicas.

Los análisis de impactos que soportan el proceso de toma de decisiones incluyeron no sólo la cuantificación de costos y beneficios y la evaluación de riesgos para la sociedad como un todo,

incluyendo externalidades por efectos de mejora de la calidad del aire sobre la salud⁴², sino también la asignación de estos beneficios⁴³ y costos entre los agentes relevantes - lo que es ilustrado por las secciones de [40]-[41] denominadas *impactos distribuidos*.

Tema 13 – Posibles prácticas para Colombia

- *Las instituciones del sector de energía del Reino Unido utilizaron como soporte para su proceso de toma de decisiones para el Programa de Implementación de Contadores Inteligentes estudios cuantitativos detallados, incluyendo análisis de impactos que trataron no sólo de costos, beneficios y riesgos para la sociedad como un todo (incluyendo externalidades), sino también la asignación de estos beneficios y costos entre los agentes relevantes (es decir, análisis de impactos distribuidos). La ejecución de estudios cuantitativos con análisis de impacto de medidas y las consultas públicas son etapas importantes de un proceso de toma de decisión que involucra costos significativos y tienen efectos distribuidos sobre los agentes del sector eléctrico.*

3.4 Chile

3.4.1 Contexto

El recién publicado documento "*Hoja de Ruta 2050 – Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile*" [43]⁴⁴, que presenta una visión de política energética para la evolución del sector energético chileno hasta 2050, identifica brechas en el estado actual del sector de electricidad que un comité de expertos, liderado por el Ministerio de Energía Chileno, desea abordar en el largo plazo. Dichas brechas incluyen [43]:

- Los altos costos de la electricidad en Chile, que afectan la capacidad de desarrollo del país.
- Una baja participación de energías renovables no convencionales (ERNC)⁴⁵ en la matriz eléctrica chilena, en comparación con el potencial existente. En particular, se apunta como una de las brechas el hecho de que el grado de avance de la generación distribuida (particularmente ERNC) y redes o micro-redes inteligentes es marginal.
- Los mecanismos de internalización de costos de impactos ambientales de emisiones de contaminantes locales y globales de la generación termoeléctrica es insuficiente, y no se ha logrado compatibilizar la localización de infraestructura eléctrica para uso de recursos naturales (incluyendo el agua) con los otros requisitos de uso de territorio.
- Hay una alta conflictividad en el desarrollo de infraestructura eléctrica en el país, generada en gran medida por la falta de un ordenamiento territorial que permita integrar intereses de diferentes actores y las distintas escalas de decisión sobre el desarrollo energético.

⁴² Específicamente, bajo la metodología de evaluación determinada por el *Department for Environment, Food & Rural Affairs* (Defra) [42].

⁴³ Incluyendo beneficios tan diversos como ahorros de consumidores debido a reducción o desplazamiento del consumo (respuesta de la demanda) o uso de micro-generación, beneficios de comercializadores debido a reducción de costos de visitas, de costos de tratamiento de consultas de consumidores y de costos administrativos. Beneficios relativos a la reducción de costos de inversión y operación de redes (incluso de transmisión) y del sistema de generación también fueron evaluados, así como beneficios relacionados a reducción de emisiones y de mejora de la calidad del aire.

⁴⁴ El documento ha sido elaborado en el contexto del Proceso de Planificación Participativa de la Política Energética de Largo Plazo (Energía 2050), una iniciativa liderada por el Ministerio de Energía de Chile.

⁴⁵ Excluye generación hidroeléctrica de gran escala.

- Un nivel muy bajo de inversión en investigación, desarrollo, innovación y emprendimiento en energía eléctrica, con un desbalance hacia la inversión pública versus la privada.
- La inexistencia de mecanismos de gestión y monitoreo inteligente de los usos de la energía en edificaciones de los sectores comercial, público y residencial. Asociada a este problema está la falta de información y experiencia para el despliegue de mecanismos de autoabastecimiento energético – particularmente aquél basado en fuentes sostenibles, que disminuyan las emisiones contaminantes – que permitan avanzar hacia un balance neto cero de requerimientos energéticos en edificaciones.

El listado anterior sugiere que el desarrollo de RI puede contribuir para el abordaje y eliminación de brechas que el Gobierno de Chile clasifica como significativas para alcanzar la visión de largo plazo de la evolución del sector eléctrico. Por tratarse de un país que, similarmente a Colombia, viene presentando altas tasas de crecimiento económico y de la demanda de energía, y que cuenta aún con baja participación de energías renovables no convencionales en la matriz eléctrica, la experiencia de Chile puede aportar enseñanzas relevantes para Colombia.

3.4.2 Políticas

3.4.2.1 Políticas de desarrollo de energía sostenible

La *Hoja de Ruta 2050*[43] no se limita a identificar problemas con la situación actual del sector eléctrico (y energético, de manera más general) chileno, sino también establece políticas que instituciones gubernamentales deben implantar entre 2015 y 2050 para garantizar que la evolución del sector cumpla con objetivos estratégicos para la sociedad.

Un primer eje de políticas se relaciona con el desarrollo de lo que se identificó en la Hoja de Ruta 2050 como *energía sostenible* desde el punto de vista económico, técnico y socio-ambiental.

Aunque la hoja de ruta no haga mención explícita a políticas para el despliegue de RI, hay diversas políticas que se relacionan conceptualmente con tecnologías o aplicaciones de redes inteligentes. En su orden, se presenta aquellas políticas que se relacionan más directamente con el tema.

- Con el objetivo de promover precios competitivos como condición esencial para el desarrollo sostenible desde el punto de vista competitivo, una de las medidas apuntadas como necesarias es la remoción de *“barreras de entrada a tecnologías renovables competitivas”* [43].

Entre los actores responsables por la implantación de esta medida identificados en la Hoja de Ruta 2050 están el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía, las empresas distribuidoras y consumidores libres y el sector privado.

La Hoja de Ruta 2050 no especifica intervenciones específicas para la remoción de barreras de entrada a tecnologías renovables competitivas.

Sin embargo, considerando que dichas tecnología pueden incluir recursos energéticos distribuidos, el cumplimiento de la directiva de remoción de barreras de entrada podrá tener impactos sobre diversos aspectos relacionados con el despliegue de generación distribuida – incluyendo la emisión de estándares técnicos, la creación de mecanismos tarifarios adecuados al despliegue de estas tecnologías, la instrucción a distribuidoras sobre el desarrollo de normas de conexión y otros.

- Con el objetivo de promover una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica, una de las medidas apuntadas como necesarias es la asignación *“de recursos públicos y privados para mejorar la competitividad de fuentes priorizadas, sin subsidios con efectos que distorsionen el mercado eléctrico”*[43].

Entre los actores responsables por la implantación de esta medida están el Ministerio de Energía y el Operador de Sistema (CDEC).

La mención específica a la necesidad de mecanismos que no incluyan subsidios y no distorsionen el mercado eléctrico merece atención. De hecho, en el punto anterior también se refiere a la remoción de barreras de entrada específicamente a tecnologías *competitivas* – lo que también se puede interpretar como una alusión indirecta al hecho de evitar subsidios y distorsiones de mercado.

Aunque la Hoja de Ruta 2050 no especifique los mecanismos específicos requeridos para cumplir con este objetivo, el lema estratégico de evitar subsidios y distorsiones en el mercado presumiblemente condicionará la selección de mecanismos regulatorios y reglas para la generación distribuida, incluyendo mecanismos de tarificación y reglas de uso de la infraestructura de transmisión y distribución que no resulten en subsidios cruzados entre distintas clases de consumidores y generadores distribuidos (incluso generadores *behind-the-meter*).

- También con el objetivo de promover una alta penetración de energías renovables en la matriz eléctrica, una de las medidas apuntadas como necesarias es la introducción de *“exigencias técnicas y mecanismos para remunerar eficientemente los servicios complementarios para flexibilizar la operación del sistema eléctrico”*[43].

Entre los actores responsables por la implantación de esta medida están el Ministerio de Energía y el Operador del Sistema.

Aunque la Hoja de Ruta 2050 no especifique los mecanismos específicos requeridos para cumplir con este objetivo, es posible pensar en posibles impactos de esta directiva de política energética sobre la elaboración de regulación y demás reglas aplicables a la generación distribuida.

Particularmente, la mención al tema de exigencias técnicas en la directiva puede tener impactos sobre las exigencias para la conexión de generación distribuida a la red en códigos de red de distribuidoras, con respecto por ejemplo a capacidad de *fault ride-through*, soporte de reactivos y otros temas.

Además de eso, es importante recordar que un esquema eficiente de remuneración de servicios complementarios no involucra sólo la determinación de esquemas de pagos al suministrador del servicio, sino también una asignación eficiente de cargos a los usuarios del servicio. La directiva puede, por lo tanto, impactar la definición de cargos para consumidores de energía con perfiles de demanda altamente variables en el corto plazo, por cualesquier motivos.

Tema 14 – Posibles prácticas para Colombia

- *Las directivas de la política de largo plazo de Chile con respecto al desarrollo de energía sostenible parecen enfocarse a soluciones que no involucren subsidios ni introduzcan distorsiones en el mercado – como la remoción de barreras de entrada.*

Esto no implica necesariamente la ausencia de políticas orientadas específicamente a energías renovables (incluyendo generación distribuida behind-the-meter), pues problemas con la internalización de los beneficios socio-ambientales de dichas tecnologías (en algunos casos, es más preciso referirse a problemas con la internalización de los costos socio-ambientales de algunas tecnologías competidoras) se constituyen como fallas del mercado.

- *Aunque la Hoja de Ruta 2050 no mencione explícitamente la generación distribuida, incluyendo la generación renovable y/o behind-the-meter, la implantación de directivas puede tener impactos sobre esta clase de tecnologías de redes inteligentes.*

3.4.2.2 Políticas de uso eficiente de la energía y cultura energética

Otro eje de políticas identificados en la Hoja de Ruta 2050[43] se relaciona con las políticas de uso eficiente de energía y las relaciones de uso de energía.

En su orden, se presentan aquellas políticas que se relacionan más directamente con tecnologías o aplicaciones de RI.

- Con el objetivo de fomentar cambios conductuales en la sociedad sobre la producción y el consumo sostenibles de energía, se incluye en la Hoja de Ruta 2050 las siguientes medidas[43]:
 - Fortalecer normativa que impulse la adopción de tecnologías más eficientes en uso y producción de energía.
 - Desarrollar institucionalidad, capacidad técnica y marco legal para recolectar información apropiada, medir y monitorear el impacto de los programas.
 - Implementar mecanismos que aseguren la entrega oportuna e internalización de información.

Entre los actores responsables por la implantación de esta medida están el Ministerio de Energía, el Ministerio de Transportes y Telecomunicaciones y distribuidoras de electricidad.

Desde el punto de vista de consumo de electricidad, tanto la recolección de información por entidades responsables por diseñar incentivos como la entrega oportuna de información a consumidores son facilitadas por la implantación de infraestructura de medición adecuada, incluyendo eventualmente contadores inteligentes y AMI.

Además, la exposición del consumidor a incentivos que resulten en consumo más eficiente de electricidad es facilitada por el despliegue de estas tecnologías. Por este motivo, estas directivas de política energética tienen el potencial de influenciar la emisión de regulación sobre el desarrollo y despliegue de AMI y contadores inteligentes.

- Con el objetivo de promover sistemas de control, gestión inteligente y generación propia que permitan avanzar hacia edificaciones con balance energético neto cero, una de las medidas apuntadas como necesarias es el diseño e implantación de *“instrumentos de mercado para minimizar consumos energéticos e incentivar la adopción de sistemas de control y gestión inteligente”*[43].

Entre los actores responsables por la implantación de esta medida están el Ministerio de Energía y el Ministerio de Vivienda y Urbanismo.

Considerando el consumo de electricidad de edificaciones de los sectores gubernamental, industrial, comercial y residencial, la relación con tecnologías y soluciones de RI – contadores e inteligentes y AMI, generación distribuida *behind-the-meter*, respuesta de la demanda – es notable para este ítem.

Tema 15 – Posibles prácticas para Colombia

- *Las recién publicadas directivas de política energética de largo plazo de Chile incluyen medidas para el uso eficiente de energía cuya implantación puede afectar el despliegue de tecnologías de redes inteligentes relacionadas con AMI y a incentivos a la respuesta de la demanda con señales económicas que apunten a producir modificaciones del*

3.4.2.3 Políticas de innovación y desarrollo productivo

Otro eje de políticas identificados en la Hoja de Ruta 2050[43] se relaciona con la innovación y desarrollo de producción técnica-científica en el sector energético.

En términos generales, hay grandes oportunidades para desarrollo tecnológico e innovación con respecto a tecnologías y soluciones de RI, debido a la fase actual de relativa inmadurez tecnológica dentro del ciclo de desarrollo de las tecnologías.

Esto implica que el despliegue de RI contribuye potencialmente para diversas metas estratégicas de Chile con respecto a este eje de políticas del sector – por ejemplo, las siguientes metas para el año de 2050 [43]:

- *“Chile es el principal proveedor en América Latina de tecnología y servicios en los diferentes focos de innovación energética identificados, gracias a un desarrollo autosustentable de las industrias en torno a estos nichos.”*
- *“Al menos 10 innovaciones hechas en Chile logran alto impacto y cobertura de mercado global.”*

Sin embargo, hay políticas específicas relacionadas al eje de innovación con impactos más directamente relacionados con tecnologías o aplicaciones de RI.

Con el objetivo fortalecer la demanda por innovación y emprendimiento en energía, se incluye en la Hoja de Ruta 2050 las siguientes directivas de política energética [43]:

- Eliminar barreras regulatorias a la innovación;
- Fomentar la adopción de nuevas tecnologías articulando iniciativas piloto.

Entre los actores responsables por la implantación de esta medida y de la medida indicada en el ítem precedente están el Ministerio de Energía, CORFO⁴⁶ y la Comisión Nacional de Investigación Científica y Tecnológica.

Las opciones específicas de implantación de las directivas listadas anteriormente – eliminación de barreras regulatorias, fomento a la adopción de nuevas tecnologías – tienen potencialmente grandes impactos sobre la regulación del sector eléctrico, notablemente de segmentos sujetos a la regulación de monopolios, como transmisión y distribución.

En estos sectores, cambios en cuadros regulatorios pueden impactar significativamente el potencial retorno que los agentes regulados pueden capturar en caso de introducción de innovaciones, así como el riesgo a que dichos agentes se someten. Esto vale tanto para la adopción de innovación de *soluciones tecnológicas* innovadoras – es decir, equipos o sistemas como los de AMI o ADA – como para *modelos de negocio y soluciones comerciales* innovadoras – como la provisión de nuevos servicios o nuevas formas de proveer valor al cliente.

Sin embargo, los objetivos de Chile informados en la Hoja de Ruta 2050 parecen relacionarse más directamente hacia las *soluciones tecnológicas* innovadoras.

⁴⁶ Corporación de Fomento de la Producción de Chile, una institución financiera del sector público.

Tema 16 – Posibles prácticas para Colombia

- *Los objetivos estratégicos de largo plazo de Chile para el sector energético incluyen un incremento del rol de la innovación como generador de desarrollo económico en Chile. Las tecnologías y soluciones de RI, aún no enteramente maduras, pueden resultar en oportunidades significativas con respecto al alcance de este objetivo estratégico.*
- *Por otro lado, hay directivas específicas de eliminar barreras regulatorias a la innovación dentro del sector energético – incluyendo, naturalmente, el sector eléctrico. Las alternativas para atender a estas directivas de políticas de largo plazo pueden producir cambios de la regulación de algunos segmentos de la cadena de valor del sector eléctrico (notablemente, distribución y transmisión) que expongan las empresas a nuevos perfiles de riesgo y retorno con respecto a la introducción de nuevas tecnologías o nuevos modelos de negocio.*

3.4.2.4 Políticas de relación con comunidades y reducción de pobreza energética

Finalmente, se identifica en la Hoja de Ruta 2050[43] un eje de políticas relacionadas a la relación con comunidades y la reducción de pobreza energética.

En su orden, se presentan aquellas políticas que se relacionan más directamente con tecnologías o aplicaciones de RI. Las relaciones con el despliegue de tecnologías de RI son, en este caso, más débiles que aquellas mencionadas en secciones anteriores.

- Con el objetivo de reducir la pobreza energética asegurando que los hogares cuenten con servicios energéticos básicos que les permitan cubrir sus necesidades, una de las medidas apuntadas como necesarias es la generación de una *“línea de base de consumo y calidad de servicios energéticos”* [43].
La discusión de las posibles implicaciones de esta directiva sobre el desarrollo de RI se hace conjuntamente con aquella del próximo ítem.
- También con el objetivo de reducir la pobreza energética asegurando que los hogares cuenten con servicios energéticos básicos que les permitan cubrir sus necesidades, una de las medidas apuntadas como necesarias es el análisis de *“instrumentos e incentivos, y estar abiertos a eventualmente modificar la estructura tarifaria”* [43].
Se apunta el análisis de instrumentos e incentivos, la posibilidad de modificar la estructura tarifaria, como posibles medidas para asegurar el acceso continuo de familias vulnerables al suministro energético.
Entre los actores responsables por la implantación de esta medida y de la medida indicada en el ítem precedente están el Ministerio de Energía, la Comisión Nacional de Energía y la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
En lo que se refiere a la energía eléctrica, las medidas mencionadas anteriormente pueden llevar a impactos sobre la regulación referente al despliegue de contadores inteligentes y AMI, entre otras tecnologías de redes inteligentes.
Una adecuada infraestructura de medición es un facilitador importante tanto para medir con precisión la calidad y continuidad del servicio de suministro de electricidad cuanto para implementar satisfactoriamente modalidades de cobranza como sistemas de pre-pago o también modalidades tarifarias dinámicas que produzcan incentivos específicos.

3.4.3 Regulación

3.4.3.1 Net metering y generación distribuida

En términos de regulación, la iniciativa más concreta en Chile con respecto al despliegue de tecnologías de redes inteligentes se refiere a la Ley 20.715/2012 [44] y al Decreto 71/2014 [45] que la regula.

Específicamente, la Ley 20.571/2012 y los reglamentos posteriores tratan de la implantación de un esquema de *net metering* para la generación distribuida. La Ley establece que consumidores finales, que dispongan para su propio consumo de equipamiento de generación de energía eléctrica por medios renovables no convencionales⁴⁷ o de instalaciones de cogeneración eficiente⁴⁸, tienen derecho a inyectar a la red de distribución la energía que de esta forma generen.

Inicialmente, un límite de 100 kW para la capacidad instalada por consumidor fue introducido por la Ley 20.571/2012. Sin embargo, en Julio de 2013 la capacidad máxima instalada ha sido ampliada a 300 kW [47].

La valoración de la energía inyectada a la red se realiza al precio de nodo de energía⁴⁹ que las distribuidoras traspasan a los clientes finales, con un componente adicional que incorpora las menores pérdidas eléctricas de la distribuidora. Más precisamente, el precio de nodo de energía es multiplicado por los factores de pérdidas medias de energía asociados a la opción tarifaria del consumidor. Este ajuste por pérdidas tiene como objetivo capturar reducciones de pérdidas para la distribuidora resultantes de la inyección de energía en la red de distribución⁵⁰.

⁴⁷ La *generación renovable no convencional* calificada para la aplicación de las disposiciones de la Ley 20.571/2012 es correspondiente a aquella de los siguiente generadores, de acuerdo con [46] :

"1) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de la biomasa, correspondiente a la obtenida de materia orgánica y biodegradable, la que puede ser usada directamente como combustible o convertida en otros biocombustibles líquidos, sólidos o gaseosos. [...]

2) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía hidráulica y cuya potencia máxima sea inferior a 20.000 kilowatts.

3) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía geotérmica, entendiéndose por tal la que se obtiene del calor natural del interior de la tierra.

4) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía solar, obtenida de la radiación solar.

5) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía eólica, correspondiente a la energía cinética del viento.

6) Aquellos cuya fuente de energía primaria sea la energía de los mares, correspondiente a toda forma de energía mecánica producida por el movimiento de las mareas, de las olas y de las corrientes, así como la obtenida del gradiente térmico de los mares.

7) Otros medios de generación [...] que utilicen energías renovables para la generación de electricidad, contribuyan a diversificar las fuentes de abastecimiento de energía en los sistemas eléctricos y causen un bajo impacto ambiental, conforme a los procedimientos que establezca el reglamento."

⁴⁸ Se define la *cogeneración eficiente* calificada para la aplicación de las disposiciones de la Ley 20.571/2012 de la siguiente manera [46]:

"c) Instalación de cogeneración eficiente: instalación en la que se genera energía eléctrica y calor en un solo proceso de elevado rendimiento energético cuya potencia máxima suministrada al sistema sea inferior a 20.000 kilowatts y que cumpla los requisitos establecidos en el reglamento."

⁴⁹ Los precios de nodo son utilizados para valorar las ventas de las generadoras a las distribuidoras, las cuales a su vez los repasan a los clientes finales. Hay una distinción entre los precios de nodo de energía y de potencia. El precio de nodo de potencia es básicamente igual al costo de capital de una turbina a gas, el cual es el mismo fijado por el centro de despacho (operador del sistema) para valorizar las transferencias de potencia entre los distintos generadores. El precio de nodo de energía corresponde a un promedio ponderado de los costos marginales previstos para los cuatro años siguientes y es calculado por la Comisión Nacional de Energía de Chile.

⁵⁰ No se encontró en reglamentación de la Ley 20.571/2012 referencias a la variación del ajuste por pérdidas en función del monto de generación distribuida en un determinado subsistema de distribución. Rigorosamente, el monto de

Las inyecciones de energía valoradas de acuerdo con la descripción anterior son descontadas de la factura de energía del usuario correspondiente al mes en el cual se realizaron. De existir un remanente después del descuento en la factura del mes actual, el mismo se imputa y descuenta en facturas subsiguientes, después de un ajuste por un índice de inflación al consumidor.

Si los montos y la frecuencia de inyecciones a la red son tales que los créditos no pueden ser descontados de las facturaciones correspondientes, la distribuidora emite al usuario un documento nominativo representativo de las obligaciones de dinero emanadas de los remanentes no descontados.

El proceso de conexión de generación distribuida establecido por la Ley 20.571/2012 se inicia con la entrega por el usuario de una Solicitud de Conexión, a la cual la distribuidora debe responder en un plazo máximo de 20 días hábiles. La respuesta de la distribuidora incluye las siguientes informaciones:

- La *Capacidad Instalada Permitida* en la red de distribución (o del sector de red de distribución donde se ubicará el generador). Dicha capacidad se determina de acuerdo con estudios y criterios técnicos típicos, bajo un análisis del impacto de la generación distribuida sobre la utilización de la capacidad de activos eléctricos, niveles y fluctuación de voltaje y corrientes de cortocircuito, según directivas especificadas en detalle en el reglamento de la Ley 20.571/2012 [45].
Si la Capacidad Instalada Permitida es inferior a la capacidad que el usuario requiere para el generador, serán requeridas obras adicionales o adecuaciones a la red de distribución para viabilizar la conexión.
- Las obras adicionales y adecuaciones a la red de distribución necesarias para la conexión del generador, si se requieren, junto a su valoración (costo), plazo de ejecución y modalidad de pago.

Cuando la distribuidora identifica la necesidad de obras adicionales y/o adecuaciones a la red de distribución para la conexión del generador, el usuario tiene la opción de disminuir la capacidad instalada del generador hasta la Capacidad Instalada Permitida informada por la distribuidora. En el caso que se opte por esta opción, la conexión ocurre sin costos adicionales para el usuario.

El reglamento de la Ley 20.571/2012 especifica que las obras adicionales y adecuaciones necesarias para la conexión e inyección de excedentes de un generador deben ser solventadas por el usuario dueño de este equipo de generación. En ningún caso la ejecución de dichas obras o adecuaciones debe resultar en costos adicionales a los demás usuarios de la red de la distribuidora.

La distribuidora debe valorar las obras adicionales y adecuaciones considerando todos los requerimientos necesarios para mantener los estándares de seguridad y calidad de suministro vigentes. El cálculo del valor de las obras y adecuaciones considera los siguientes parámetros definidos en el reglamento de la Ley 20.571/2012 [45]:

- Los valores de cada uno de los componentes de las obras adicionales y adecuaciones;
- Los costos de montaje asociados;

generación distribuida puede incrementarse de tal manera que la adición de generación adicional incrementa – y no reduce – las pérdidas en el sistema de distribución.

- Los recargos establecidos en el procedimiento de determinación del Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) de las instalaciones de distribución, fijados por la Superintendencia de Electricidad y Combustibles (regulación básica de la remuneración de distribuidoras).

Las obras adicionales y adecuaciones que se realizaren en la red de distribución eléctrica de la distribuidora para viabilizar la conexión del generador y que sean solventadas por el usuario dueño del equipo de generación no se considerarán parte del VNR de las instalaciones de distribución de la misma.

Finalmente, la Ley 20.571/2012 y sus reglamentos definen características mínimas del contrato a ser firmado por la distribuidora y el propietario de la generación, requisitos técnicos y de seguridad para conexión y eventos bajo los cuales los usuarios estarán impedidos de inyectar energía a la red de distribución (por ejemplo, en el caso de desenergización del alimentador de distribución donde se encuentre conectado el generador, para garantizar la seguridad de equipos de operación y mantenimiento de la distribuidoras que realicen trabajos en alimentadores desenergizados).

Tema 17– Posibles prácticas para Colombia

- *La valoración de la energía inyectada a la red por el generador distribuido, según los términos de la Ley 20.571/2012 de Chile, se hace a precio del nodo de energía (con un componente adicional que tiene como objetivo capturar reducciones de pérdidas para la distribuidora).*

El precio de nodo de energía no corresponde exactamente al precio de corto plazo de energía (ver nota 49) y por lo tanto no representa el valor de la generación distribuida para el sistema, resultando en señales de precio rigurosamente sub-óptimos para la generación.

Sin embargo, los precios de nodo se utilizan para valorar las ventas de las generadoras a las distribuidoras. Además, los precios de nodo no traen componentes referentes a costos de capacidad de redes de transmisión o distribución, y tampoco componentes que reflejen los precios de nodo de potencia. Con esto, se entiende que estos valores representan solamente el desplazamiento de la energía suministrada por la distribuidora – una señal económica adecuada para el caso de tecnologías de generación intermitentes y que no resulten en una disminución de los requisitos de capacidad suministrada de forma confiable al usuario.

- *Otro tema importante son los incentivos al desarrollo de generación (o tecnologías de almacenamiento asociadas a generación) que efectivamente resulten en una disminución de los requisitos de capacidad suministrada de forma confiable al usuario. Estos incentivos dependen de los efectos de la generación distribuida sobre los requisitos de capacidad del usuario en el largo plazo y de cómo estos se reflejan en la factura final.*

4. Diagnóstico del Marco Regulatorio Colombiano

Esta parte del informe aborda el diagnóstico del marco regulatorio colombiano, con su revisión y con la identificación de barreras y oportunidades de mejora para el desarrollo de las RI en Colombia.

Las evaluaciones de esta parte son cualitativas: se analiza la estructura conceptual del marco regulatorio y la adecuación del sistema de incentivos asociado; discusiones sobre valores numéricos de parámetros específicos de la regulación no hacen parte del alcance de la investigación.

4.1 Organización

En esta parte, se analiza los siguientes aspectos del marco regulatorio colombiano, que fueron seleccionados por guardar el mayor impacto potencial sobre el desarrollo de las tecnologías y soluciones de RI identificadas en [76] como prioritarias para Colombia⁵¹:

- *Regulación de la actividad de distribución – abordando tanto la regulación actualmente vigente (con enfoque en la Resolución CREG 097/2008 y documentos asociados) como la propuesta de regulación bajo proceso de consulta pública y evaluación en el momento de elaboración de este informe (con enfoque en la Resolución CREG 179/2014) – y tasa de descuento regulada para la regulación de la actividad de distribución (con enfoque en la Resolución CREG 095/2015).*

El análisis de la regulación de la actividad de distribución se justifica debido a las siguientes interacciones con tecnologías y soluciones de RI:

- Garantizar que el cuadro regulatorio de remuneración de la actividad de distribución se adapte al ambiente de despliegue de nuevas tecnologías y soluciones, incluyendo aquellas implementadas como resultado de decisiones de consumidores de energía y usuarios de la red, requiere una asignación eficiente de costos, beneficios y riesgos, que mantenga la viabilidad técnico-económica de actividades de la cadena de valor del sector eléctrico requeridas para proveer respaldo y confiabilidad de cobertura de las necesidades de energía eléctrica de *prosumidores*⁵² con autogeneración, agentes de consumo participantes de programas de respuesta de la demanda, etc.
- Aspectos específicos de la regulación de la actividad de distribución – que van desde la remuneración de inversiones hasta señales económicas para la mejora de niveles de calidad de servicio y pérdidas técnicas y comerciales, influyen las decisiones de las distribuidoras sobre el uso de tecnologías como automatización avanzada de la red de distribución y sistemas de medición avanzada, y también influyen el sistema de incentivos para innovación en modelos de negocio de las distribuidoras.
- Los mecanismos de determinación y facturación de cargos de uso del sistema influyen las decisiones de usuarios sobre la implantación de tecnologías tales como generación distribuida, vehículos eléctricos y respuesta de la demanda.

⁵¹ El aspecto relativo a la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados (recientes cambios indicados en la Resolución CREG 191/2014) no se analiza en este documento.

⁵² Expresión utilizada aquí en alusión al término *prosumers* de la lengua inglesa, en su acepción usual en documentos técnicos.

-
- *Integración de energías renovables no convencionales al sistema colombiano, específicamente generación distribuida conectada a redes de distribución (con enfoque en la Ley 1715/2014 y el Decreto 2649/2014⁵³).*

En este caso, la relación con tecnologías y soluciones de RI referentes a recursos energéticos distribuidos (incluyendo generación distribuida y almacenamiento distribuido asociado) es directa.

- *Programas de respuesta de la demanda (con enfoque en la Resoluciones CREG 011/2015 y 063/2010).*
El análisis de este aspecto se justifica por la relación directa con tecnologías y soluciones de AMI, además de las soluciones específicas de respuesta de la demanda.
- *Regulación de la actividad de comercialización (con enfoque en las Resoluciones CREG 197/2014, 180/2014 y 119/2007).*

El análisis de la regulación de la actividad de distribución teniendo en cuenta las siguientes interacciones con tecnologías y soluciones de RI:

- Como en el caso de la regulación de distribución, es necesario garantizar que el cuadro regulatorio de remuneración de la comercialización se adapte al ambiente de despliegue de nuevas tecnologías y soluciones, incluyendo aquellas implementadas como resultado de decisiones de consumidores de energía y usuarios de la red. Esto requiere una asignación eficiente de costos, beneficios y riesgos, que mantenga la viabilidad técnico-económica de actividades de la cadena de valor del sector eléctrico requerida para proveer respaldo y confiabilidad de cobertura de las necesidades de energía eléctrica de prosumidores⁵⁴ con autogeneración, agentes de consumo participantes de programas de respuesta de la demanda, etc.
- Los mecanismos de determinación de los costos de prestación del servicio de energía eléctrica y de facturación por parte de comercializadores influyen las decisiones de usuarios sobre la implantación de tecnologías como generación distribuida, vehículos eléctricos y respuesta de la demanda.
- Eventuales barreras a competencia en la actividad de comercialización reducen incentivos percibidos por comercializadoras para la innovación en nuevas modalidades tarifarias, productos, servicios y modelos de negocios basados en la exploración de tecnologías y soluciones de RI – por ejemplo, servicios de agregación que añadan valor para agentes que implementen autogeneración distribuida o respuesta de la demanda.
- *Código de medidas (con enfoque en la Resolución CREG 038/2014).*
El análisis de este aspecto se justifica por la relación con tecnologías y soluciones de AMI, particularmente de contadores inteligentes.

En esta sección, se aclara la relación entre cada una de los ítems indicados anteriormente y las tecnologías y soluciones de RI relevantes para Colombia, de acuerdo con lo indicado en el Componente I de la CT [76], potencialmente impactadas por la regulación. El rango de tecnologías y soluciones de RI potencialmente afectadas es amplio para áreas regulatorias como

⁵³ La Resolución CREG 024/2015 será mencionada brevemente en el capítulo correspondiente, pero no discutida en profundidad, dado que se refiere a autogeneración de *gran escala*.

⁵⁴ Expresión utilizada aquí en alusión al término *prosumers* de la lengua inglesa, en su acepción usual en documentos técnicos.

la remuneración de la actividad de transmisión y de comercialización. Temas tales como la integración de energías renovables, incluyendo generación distribuida, respuesta de la demanda y código de medidas tienen impactos más direccionados a soluciones específicas – respectivamente, generación distribuida, respuesta de la demanda y AMI.

Cada sección inicia con un texto descriptivo de la regulación actual (o la regulación propuesta por CREG, en caso de que existan propuestas de cambios regulatorios bajo consideración del regulador y/o consulta pública en Colombia). Las principales conclusiones del diagnóstico del tema de regulación se presentan en cuadros de texto de color azul claro. En estos *cuadros* azules, también se identifican las barreras y oportunidades de mejora para el desarrollo de las RI en Colombia.

4.2 Regulación de la Actividad de Distribución

4.2.1 Histórico de documentos regulatorios relevantes

Los análisis de este capítulo se enfocan en:

- El marco regulatorio actualmente vigente en Colombia para la remuneración de la actividad de distribución, de acuerdo con lo indicado en la Resolución CREG 097/2008 [50] y documentos asociados.
- La nueva propuesta de regulación de la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en Colombia, de acuerdo con el documento en consulta y de discusión de la Resolución CREG N° 179/2014⁵⁵
- Las tasas de descuento reguladas para la actividad de distribución, con enfoque en la Resolución CREG 095/2015 [52].

Los tres ítems enumerados anteriormente se tratan respectivamente en las secciones 4.2.2, 4.2.3 y 4.4.4 de este documento. Además de analizar la regulación hoy vigente en Colombia, se optó por incluir el análisis de la nueva propuesta de regulación contenida en el documento en consulta de la Resolución CREG N° 179/2014 puesto que ella contiene diversos aspectos considerados como positivos para el despliegue de RI, según se explica más adelante.

Sin embargo, antes de proceder a este análisis, se presenta en secuencia un breve resumen histórico de los principales documentos que determinan la regulación aplicable al sistema de distribución en Colombia:

- CREG 043 de 2013: Por la cual se puso en conocimiento de las entidades prestadoras del servicio público domiciliario de energía eléctrica, los usuarios y demás interesados, las bases sobre las cuales la Comisión efectuará el estudio para determinar los principios generales, la metodología y fórmulas del siguiente periodo tarifario, para el establecimiento de los cargos por uso que remunerarán la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

⁵⁵ Donde se mencione Resolución CREG No. 179/2014, debe entenderse el documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014 en consulta. Los análisis presentados en este documento se aplican a un caso general que podría ser objeto de una regulación, que tomando elementos de la Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014, trate integralmente los aspectos relacionados con Redes Inteligentes.

-
- CREG 043 2010: Por la cual se aclaran disposiciones de la Resolución CREG 097 de 2008 relacionadas con la regulación de calidad del servicio en los sistemas de distribución local y se adoptan disposiciones complementarias a dicha resolución.
 - CREG 058 2008: Por la cual se establecen las áreas de distribución de energía eléctrica.
 - CREG 082 2002: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de los cargos por uso de los sistemas de transmisión regional y distribución local.
 - CREG 099 1997: Por la cual se aprueban los principios generales y la metodología para el establecimiento de cargos por uso de los Sistemas de Transmisión Regional y/o Distribución Local.
 - CREG 060 1994: Por la cual se aprueban los cargos por uso de los sistemas de distribución y se dictan otras disposiciones.
 - CREG 004 1994: Por la cual se regula el acceso y uso de los sistemas de distribución de energía eléctrica, se establece la metodología y el régimen de cargos por conexión y uso de los sistemas de distribución, se define el procedimiento para su pago, se precisa el alcance de la Resolución 010 de 1993 expedida por la Comisión de Regulación Energética y se dictan otras disposiciones.
 - CREG 003 1994: Por la cual se reglamenta el transporte de energía eléctrica por los sistemas de transmisión regional y distribución local.

4.2.2 Regulación vigente para remuneración de la actividad de distribución

El marco regulatorio actualmente vigente en Colombia para la remuneración de la actividad de distribución es representado por la Resolución CREG 097/2008 [50] y documentos que aclaran y/o modifican aspectos específicos de esta regulación, como la Resolución CREG 043/2010 [53]. En las secciones siguientes, se analiza las principales disposiciones de la regulación vigente, con particular atención en la adaptación de la regulación propuesta a un contexto de desarrollo y despliegue de tecnologías y soluciones de RI.

Las disposiciones de la Resolución CREG 043/2010 y su análisis son agrupados de acuerdo con los siguientes temas:

- Instrumento regulatorio básico;
- Remuneración de inversiones;
- Remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM);
- Estructura de incentivos;
- Estructura de cargos.

4.2.2.1 Instrumento regulatorio básico

El marco establecido por la Resolución CREG 097/2008 incorpora como instrumentos regulatorios básicos: (i) un esquema de ingreso máximo (*revenue cap*) para el sistema de transmisión regional (STR⁵⁶); y (ii) un esquema de precio máximo (*price cap*) para el sistema de

⁵⁶ El *sistema de transmisión regional* es aquél compuesto por los activos de conexión del operador regional al sistema de transmisión nacional (STN) y el conjunto de líneas, equipos y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en el nivel de tensión mayor o igual a 57.5 kV y menos a 220 kV. Los STR pueden estar conformados por los activos de uno o más operador regional. Cabe resaltar que el STN es el sistema con equipos que operan a tensiones

distribución local (SDL⁵⁷). En ambos casos, el entendimiento de los consultores es que el factor de productividad (factor X) utilizado actualmente es igual a cero[54].

En el caso de activos del STR, el esquema de ingreso máximo se asocia a un mecanismo de cálculo de cargos de periodicidad mensual, en el cual los cargos de uso (en \$/kWh) son calculados cada mes a través de la división del ingreso autorizado por la demanda de energía⁵⁸ efectivamente verificada en el mes anterior. En este caso, el uso de un esquema de ingreso máximo, combinado con el cálculo de cargos de uso de la red con periodicidad mensual reduce los riesgos de remuneración percibidos por la distribuidora, al evitar desbalances entre ingresos regulados autorizados al OR y montos monetarios efectivamente recaudados de usuarios. Una explicación detallada de esta relación con riesgos de remuneración se puede ver en el Numeral 3.3 ver Instrumento Regulatorio Básico.

En el caso del SDL, el esquema de precio máximo se asocia al cálculo anual de cargos máximos (en \$/kWh), a través de la división del ingreso autorizado entre la energía útil de cada nivel de tensión⁵⁹. El efecto de la puesta en servicio de nuevos activos, sobre el ingreso autorizado y sobre la energía útil del nivel de tensión, es considerado en este cálculo de periodicidad anual. Además, el entendimiento de los consultores es que el cálculo de la energía útil se hace cada año⁶⁰ del período tarifario. El uso de este esquema, con cálculo anual de precios, expone a los OR a riesgos de desbalance de ingresos asociados a los SDL superiores a aquellos que se verifica para el STR.

Tema 18 Instrumento regulatorio básico

- *El instrumento regulatorio básico y la forma y periodicidad de determinación de los cargos de uso del sistema tienen relación con los riesgos de remuneración para OR.*

Este es un punto positivo en un contexto de despliegue de ciertas tecnologías y soluciones de RI que impliquen incrementos de la volatilidad de los montos de energía que sirven como determinantes para los pagos. La volatilidad de estos montos de energía se incrementa en un sistema cuando aumenta la penetración de tecnologías como (auto)generación distribuida (puesto que la energía se produce localmente y no transita por la red), vehículos eléctricos (puesto que estos representan una carga móvil y que puede, dependiendo del perfil de uso de los vehículos y su desplazamiento espacial, consumir energía en diferentes niveles de tensión de un mismo sistema de un OR o mismo sistemas de distintos OR) y respuesta de la demanda (que incrementa la volatilidad en el

iguales o superiores a 220 kV, los transformadores con este nivel de tensión en el lado de baja y los correspondientes módulos de conexión)

⁵⁷ El sistema de distribución local es compuesto por el conjunto de líneas y subestaciones, con sus equipos asociados, que operan en los niveles de tensión inferiores a 57.5 kV y son utilizados para la prestación del servicio en un mercado de comercialización. Cabe resaltar que el mercado de comercialización representa el conjunto de usuarios regulados y no regulados conectados a un mismo sistema de transmisión regional y/o distribución local, servido por un mismo operador regional. También hacen parte del mercado de comercialización los usuarios conectados al STN del área de influencia del respectivo operador regional.

⁵⁸ La demanda total de los comercializadores que atienden usuarios conectados al sistema del OR perteneciente a un determinado STR.

⁵⁹ En forma simplificada, la energía útil consiste de la energía de entrada (la suma de la energía inyectada a un determinado nivel de tensión, proveniente del STN, de generadores, de otros OR y de otros niveles de tensión del mismo OR) descontada de la energía de salida (la energía entregada) al Sistema de Transmisión Nacional, descontada de un porcentaje de pérdidas reconocido por el regulador. Detalles se encuentran en el Capítulo 9 de la Resolución CREG 097/2008.

⁶⁰ Este entendimiento proviene del siguiente extracto del Capítulo 9 de la Resolución CREG 097/2008, que trata del cálculo de la energía útil: "[a]ntes del último día hábil de abril de cada año los OR deberán enviar a la Comisión [...] los flujos de energía (kWh) de su sistema correspondientes al año calendario inmediatamente anterior". Teniendo en cuenta que estos reportes de flujos de energía son la base para el cálculo de energía útil, y considerando que los informes son enviados por los OR a la CREG anualmente, el entendimiento es que el cálculo de energía útil ocurre anualmente.

consumo de energía y, por lo tanto, en la energía útil utilizada para el cálculo de cargos). Con el incremento de la volatilidad de los montos de energía que representan determinantes de pago, los OR pueden percibir riesgos relevantes de que existan desbalances entre los ingresos autorizados y los efectivamente recaudados por cargos, bajo ciertos instrumentos regulatorios y esquemas de determinación de cargos, según se aclara a continuación con base en el análisis del esquema actualmente vigente para el STR y el SDL.

- Para el STR, la combinación de regulación por ingresos máximos y la determinación mensual de cargos de uso, además de otros factores discutidos en secciones posteriores, resulta en riesgos reducidos de remuneración debido a factores relacionados a variaciones del volumen de energía que transita por el sistema, en comparación con el esquema utilizado para el SDL.

Para el STR, como el ingreso es la variable fijada y los cargos (en \$/kWh) son calculados mensualmente y con base en demanda de energía efectivamente verificada, los riesgos de que existan desbalances significativos entre los montos de energía utilizados para la determinación de los cargos y los montos de energía efectivamente verificados en el mes siguiente son menores en comparación con el caso en que los cargos se determinen con base anual (caso del SDL). Como los desbalances entre los montos de energía implica desbalances entre ingresos autorizados (utilizados para cálculo de tarifas) y efectivamente recaudados (que dependen de montos verificados), el riesgo de desbalances de ingresos (el riesgo de remuneración) es inferior para el STR.

- Para el SDL, por simetría en el análisis, los riesgos de remuneración son superiores, debido al uso de un esquema de precio máximo con determinación de tarifas anuales.
- Se resalta que la mitigación de riesgos de remuneración reduce el riesgo no gestionable del OR y reduce los costos de acceso a capital. Como algunas tecnologías de RI cuya implementación afecta directamente el OR (como ADA) y son capital-intensivas, reducir los costos de acceso a capital es un punto importante para el despliegue de RI.

4.2.2.2 Remuneración de inversiones

La remuneración de inversiones en la infraestructura para la prestación del servicio de distribución se determina, bajo las disposiciones del documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014, con base en los aspectos descritos en las subsecciones siguientes⁶¹. Así como en otras secciones de este documento, el análisis prioriza los aspectos de la regulación más relevantes para el despliegue de tecnologías y soluciones de RI.

4.2.2.2.1 Base regulatoria de activos

Las reglas introducidas por la Resolución CREG 097/2008 determinan que la base regulatoria de activos (BRA) se determina con base en:

- a) Para activos del STR y los activos del SDL en niveles de tensión 3 y 2⁶²:
Base de activos determinada con base en:

⁶¹ La descripción siguiente es simplificada. Detalles están disponibles en [50].

⁶² La definición de los niveles de tensión ocurre como indicado a continuación:

- Nivel 4 (STR): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.
- Nivel 3 (SDL): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.
- Nivel 2 (SDL): Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.
- Nivel 1 (SDL): Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

-
- El inventario de activos existentes, determinado con base en reporte de información por los OR y verificación de la información entregada por la CREG⁶³
 - La lista de activos del STR puestos en servicio durante el período tarifario, siempre que se cumpla con las condiciones indicadas en el Capítulo 4 de la Resolución CREG 097/2008.
 - La aplicación de metodología de valor a nuevo de reemplazo sin consideración de depreciación, utilizándose valores regulados para cada una de las unidades constructivas (UC) *estándar* definidas en Resolución CREG 097/2008 y las UC especiales⁶⁴ sometidas a consideración de la Comisión.

Con respecto a activos no-eléctricos, se considera para la determinación de la BRA que su costo anual se determina como una fracción fija (en 0,041 *p.u.* según especificado en la Resolución CREG 097/2008) del costo anual de activos eléctricos.

Para fines de cálculo del costo anual de los activos, se utiliza un valor de vida útil definido para cada UC, en anexos de la Resolución CREG 097/2008.

Los consultores no encontraron, en la Resolución CREG 097/2008 u en documentos asociados, ninguna mención a un mecanismo de verificación de la eficiencia de las decisiones de inversión del OR como parte del proceso de determinación de la BRA para activos eléctricos del SDL de los niveles de tensión 3 y 2, por lo cual entienden que la integralidad de los activos puestos en servicio e inventariados son incorporados a la BRA.

En el caso de activos del STR, el mecanismo de verificación de eficiencia de nuevas inversiones ocurre considerando las directivas del Capítulo 4 de la Resolución CREG 097/2008 para la "*Actualización por la Puesta en Servicio de Nuevos Activos*". Para activos del STR ejecutados por el OR, los requisitos involucran la presentación a la UPME de proyecto de alternativas estudiadas y sus evaluaciones económicas, y la aprobación de la UPME de las inversiones. Condiciones distintas se aplican a expansiones del STR identificadas por la UPME como requeridas dentro del Plan de Expansión del STN, pero en este caso los nuevos activos son identificados como resultado de los ejercicios de planeación centralizada de la Unidad de Planeación.

b) Para activos del SDL del nivel de tensión 1:

En este caso, la BRA se define a partir de los costos medios de inversión para transformadores y redes calculados para cada OR y la cantidad de transformadores en el sistema del OR. La estimativa de los costos medios de inversión se efectúa con base en el inventario de las redes muestreadas en el sistema de cada empresa.

Particularmente, para transformadores del nivel de tensión 1 se aplica un criterio de eficiencia para la incorporación de los equipos en la base de activos. Se evalúa la

⁶³ El Capítulo 7 de la Resolución CREG 097/2008 detalla el proceso de verificación de inventarios.

⁶⁴ Sobre las UC especiales o las UC para las cuales no se encuentra la asimilación de activos a las UC *estándar*, la Resolución CREG 097/2008 establece, en su Capítulo 5, que:

Cuando se encuentre que la asimilación de activos a UC efectuadas por los OR no se ajusta a los elementos y cantidades establecidas para la UC, porque los elementos existentes representan menos del 70% del valor de la UC asimilada, la Comisión podrá valorar de manera independiente estos elementos.

Cuando se requiera el reconocimiento de una UC especial, para su valoración se tendrá en cuenta la mejor información disponible en la CREG dentro de la cual se podrán considerar las facturas desagregadas que presente el OR.

*cargabilidad*⁶⁵ individual de cada transformador, considerando la información de ventas anuales medidas, y: (i) se incorpora a la base de activos los transformadores con cargabilidad igual o superior a 40%; o (ii) si la cargabilidad es inferior a 40%, se incorpora a la BRA un transformador de capacidad nominal *adaptada* a la menor cargabilidad, calculando esta capacidad nominal de acuerdo con directivas del Capítulo 14 de la Resolución CREG 097/2008.

Los activos son valorados a través de la aplicación de una metodología de valor a nuevo de reemplazo sin consideración de depreciación.

Para fines de cálculo del costo anual de los activos, se considera vida útil de 30 años para redes y 20 años para transformadores

Tema 19 – Base regulatoria de activos

- *El mecanismo de definición de la base regulatoria de activos especificado en la Resolución CREG 097/2008 contiene una estructura de incentivos menos fuertes al despliegue eficiente de tecnologías de RI, en comparación con lo indicado en el documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014 que será tratada en el capítulo siguiente.*
- *Primeramente, de acuerdo con lo indicado anteriormente, no se identificó ningún mecanismo de verificación de la eficiencia o conveniencia de inversiones en expansión de activos eléctricos del SDL en los niveles de tensión 3 y 2, por lo cual se entiende que activos inventariados son siempre incluidos en la BRA. Si el entendimiento de los consultores es correcto, esto puede llevar a incentivos del tipo denominado gold plating, resultando en niveles de inversión – incluso en activos eléctricos asociados a tecnologías de RI – superiores a los óptimos. Una de las consecuencias posibles en cuanto al despliegue de tecnologías de RI es que el OR puede percibir incentivos para el desarrollo de soluciones más capital-intensivas y basadas en activos eléctricos tradicionales (por ejemplo, transformadores y líneas de transmisión tradicionales) en detrimento de tecnologías de RI (por ejemplo, ADA) que brinden al sistema flexibilidad operativa y garanticen un desempeño técnico igualmente adecuado, pero representen inversiones inferiores.*
- *En el caso particular de transformadores del SDL en el nivel de tensión 1, existe una verificación ex post de la eficiencia de las inversiones, con base en medición de la cargabilidad verificada de los equipos.
Evaluaciones ex post de la eficiencia de decisiones de inversión como condición para incorporación de activos a la BRA pueden representar riesgos significativos para los OR en el contexto de despliegue de tecnologías de RI que incrementan la volatilidad de la carga de activos (y por lo tanto limitan la posibilidad de hacer predicciones precisas sobre la carga de activos en el momento de toma de decisiones en inversión), como tecnologías de generación distribuida o respuesta de la demanda.
Por este motivo, en un contexto en que se trata de fomentar el despliegue de tecnologías de RI, hay argumentos fuertes para implantar evaluaciones ex ante de la eficiencia de decisiones de inversión. Un ejemplo de estas evaluaciones ex ante es el esquema de evaluación de planes de inversión incorporado en el documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014.*
- *Los consultores entienden que la mención, en la Resolución CREG 097/2008, a la posibilidad de que la CREG evalúe UC especiales (ver nota de pie de página 64) resulta en alguna flexibilidad para que los OR definan la tecnología de las soluciones que se incorporarán al plan. Es importante que la CREG implemente esta directiva de consideración de UC especiales de forma objetiva y haciendo los mejores esfuerzos para la*

⁶⁵ Básicamente, la cargabilidad corresponde a la relación entre la carga de pico del transformador y su capacidad nominal.

valoración de estas UC, en un contexto de despliegue de tecnologías de RI.

- La determinación del costo anual de activos no eléctricos por medio de la aplicación de un porcentaje fijo (en 4.1%, según la Resolución CREG 097/2008) sobre el costo anual de activos eléctricos puede representar una barrera para el despliegue de tecnologías de RI. Según la Resolución CREG 097/2008, los activos no eléctricos incluyen equipos de cómputo y de comunicaciones⁶⁶. Se espera que el despliegue de tecnologías y soluciones de RI requiera inversiones importantes en equipos de cómputo y comunicaciones, por lo cual establecer la remuneración de estos equipos con base simplemente en la aplicación de un porcentaje fijo sobre el costo de activos eléctricos puede resultar en insuficiencia de recaudo de ingresos y por lo tanto redundar en desincentivar el despliegue de tecnologías de RI.

4.2.2.2.1 Vida útil regulada de activos

Aunque no se considere la depreciación de activos para fines de determinación de la BRA, la vida útil reconocida para distintos activos es un importante parámetro regulatorio para la determinación de la remuneración de los OR, porque se utiliza este parámetro para el cálculo de un factor de anualidad en el proceso de determinación de costos anuales de activos eléctricos.

En la Resolución CREG 097/2008, se define vidas útiles para cada una de las UC *estándar* listadas en las tablas del Capítulo 5. El listado de unidades constructivas *estándar* en estas tablas tiene granularidad limitada, aunque define valores específicos del parámetro vida útil para sistemas de control de subestaciones. El hecho de que la resolución hace mención a la posibilidad de consideración de UC *especiales* por la CREG (ver nota de pie de página 64) sugiere que también se podrá considerar vidas útiles específicas para dichas unidades especiales.

Condiciones distintas se aplican para activos del SDL en el nivel de tensión 1. Estos activos, se considera vida útil de 30 años para redes y 20 años para transformadores

Tema 20 – Vida útil y regulada de activos

- El establecer valores regulatorios para la vida útil de algunas clases de activos que podrán constituir las redes eléctricas bajo un contexto de desarrollo de RI puede requerir tratamiento regulatorio más granular y con mayor grado de particularización en comparación con lo que se indica en la Resolución CREG 097/2008, para garantizar la definición satisfactoria de la vida útil de nuevas tecnologías.
- Esto puede ocurrir, por ejemplo, en el caso de incremento del nivel de penetración de tecnología avanzada de automatización de la red de distribución (ADA), puesto que dichos equipos tienen vidas útiles típicamente inferiores a aquellas de la infraestructura predominante en las redes eléctricas actuales. Hay otros ejemplos entre las tecnologías típicamente asociadas con RI – por ejemplo, activos de telecomunicación con vida útil inferiores.
- Por estos motivos, adoptar una mayor granularidad en la definición de la vida útil regulada de activos es un factor importante para fomentar el despliegue de tecnologías y soluciones de RI. Sin embargo, si la CREG implementa de manera adecuada la directiva de consideración de características particulares de UC especiales (ver nota de pie de página 64) y considerar datos realistas de la vida útil de los activos asociados, habría la flexibilidad adecuada para remunerar adecuadamente inversiones en tecnologías con vidas útiles típicamente inferiores a aquellas de equipos convencionales, incluyendo ADA y

⁶⁶ Conforme el siguiente extracto de [50]: “Activos no eléctricos son aquellos activos que no hacen parte de la infraestructura de transporte de energía eléctrica de los OR, pero que son requeridos para cumplir con su objeto social. Hacen parte de estos activos, entre otros, los siguientes: [...] equipos de Cómputo y equipos de Comunicaciones”.

4.2.2.2 Remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento

El siguiente extracto de [54] describe la forma de determinar los gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM):

Los costos de explotación, son reconocidos con base en los costos reales en los que incurre la empresa para la prestación del servicio, si bien al comienzo del periodo tarifario se hizo una ponderación entre los costos históricos reconocidos y los costos reales, la metodología busca que el valor reconocido se ajuste anualmente acercándose a los costos reales de los OR. [...]

Los gastos anuales de AOM se reconocen considerando la semisuma entre el AOM reconocido con base en la metodología anterior y el AOM gastado por el OR durante el mismo periodo. La actualización de los gastos reconocidos se realiza anualmente considerando el AOM demostrado, el AOM reconocido en el año anterior y la calidad del servicio.

El ajuste anual de los gastos de AOM reconocidos de acuerdo con el desempeño del OR con respecto a la calidad del servicio se realiza en función de la comparación de los valores más recientes de los Índices Anuales Agrupados de Discontinuidad (IAAD) para distintos niveles de tensión del SDL con los valores de dichos índices del año anterior. El IAAD es una métrica de discontinuidad que relaciona el valor promedio de Energía No Suministrada por cada unidad de Energía Suministrada por un OR durante el año de evaluación, y se calcula como el promedio de índices trimestrales. Como tal, estos índices se relacionan solo con el monto de energía no suministrada, no constituyéndose de indicadores de *duración* o *frecuencia* de interrupciones de suministro al consumidor final.

Básicamente, si los índices IAAD más recientes son menores o iguales a los del año anterior, se aplica la metodología descrita anteriormente para el cálculo de los gastos de AOM reconocidos. Si los índices IAAD más recientes son superiores a los del año anterior, se aplica una metodología que resulta en una reducción de los gastos de AOM reconocidos⁶⁷.

Tema 21 – Remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento

- *El uso de una metodología que se basa en el reconocimiento de “los costos reales en los que incurre la empresa para la prestación del servicio” [54] ofrece incentivos débiles a la mejora del desempeño de la empresa con respecto a gastos en AOM y, por extensión, al despliegue de tecnologías de RI que permitan alcanzar un equilibrio óptimo entre gastos operacionales (esto es, en AOM) y gastos de capital, como ADA.*
- *Metodologías de determinación de gastos regulados de AOM que desacoplan los valores reconocidos de los valores efectivamente incurridos por la empresa – incluyendo metodologías de benchmarking, metodologías de empresas de referencia y otras – ofrecen incentivos más fuertes a la mejora del desempeño del OR. La implantación de una metodología con este tipo, tomando cuidado de seleccionar el método exacto de manera a garantizar la compatibilidad entre los incentivos a mejora de desempeño relacionado con gastos operacionales y gastos de capital⁶⁸, es por lo tanto lo deseable.*
- *Un punto conceptualmente positivo del mecanismo vigente para el reconocimiento de gastos de AOM son los incentivos a la mejora continua de la calidad del servicio, al*

⁶⁷ Detalles matemáticos de la metodología se encuentran en la sección 10.3.1.2 de la Resolución CREG 097/2008.

⁶⁸ Ver discusión en la sección 2.3.3.

establecer una relación entre los gastos reconocidos y métricas de confiabilidad de suministro.

Sin embargo, el mecanismo específico actualmente vigente y descrito en la Resolución CREG 097/2008 cuenta con algunas limitaciones.

- El desempeño del OR es medido solamente con base en una métrica de confiabilidad que indica la razón entre las cantidades de Energía No Suministrada y de Energía Suministrada. El uso de métricas cuya definición tiene en cuenta la duración y la frecuencia de interrupciones al usuario final, más íntimamente relacionadas con la percepción de calidad del servicio por este usuario, puede traer beneficios.
- Adicionalmente, los índices de continuidad se comparan solo con valores históricos, no existiendo una meta de largo plazo para el aumento de la calidad del servicio.

El tema de incentivos a la calidad del servicio debe ser analizado tomando en cuenta también la estructura de incentivos descrita en la sección siguiente de este capítulo.

4.2.2.2.3 Estructura de incentivos

4.2.2.2.3.1 Otros incentivos relacionados a la calidad del servicio

Además de los incentivos relacionados a la determinación de los gastos en AOM reconocidos a los OR, el marco establecido por la Resolución CREG 097/2008 introduce lo siguiente:

a) Para los STR:

Los incentivos para la calidad del servicio en el STR se basan en:

- (i) El establecimiento de un número máximo de horas de indisponibilidad para grupos de activos, con base en informaciones históricas.
- (ii) La medición de la disponibilidad de grupos de activos.
- (iii) La comparación de la disponibilidad medida con los límites regulatorios, y la determinación de reducciones del ingreso del OR (relacionado a los STR) en el caso que los valores medidos exceden los límites.
- (iv) Adicionalmente, el OR debe compensar al sistema, a través de reducción de sus ingresos autorizados, "cuando ante la ocurrencia de un evento se presente una cantidad de energía no suministrada que supere el 2% de la energía pronosticada para el periodo de ocurrencia del evento en el respectivo mercado de comercialización" [54].

b) Para los SDL:

Los incentivos para la calidad de servicio en los SDL incluyen⁶⁹:

- (i) Reducciones en el cargo por uso del sistema de distribución, aplicable a todos los usuarios de un SDL en un trimestre en lo cual el Índice Trimestral Agrupado de la Discontinuidad (ITAD)⁷⁰ esté por debajo de un valor de referencia determinado por el regulador.
- (ii) El uso del mecanismo de "Compensación del Usuario 'Peor Servido'", según el cual un OR al cual se apliquen reducciones como consecuencia del mecanismo (i) arriba mencionado, debe compensar a cada uno de los usuarios conectados a transformadores en los cuales el Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador resulte mayor que el promedio de los Índices de Referencia de Discontinuidad por Grupo de Calidad, del grupo en el cual se ubica el transformador. La definición del Índice Trimestral de la Discontinuidad por Transformador y de los Índices de Referencia de la Discontinuidad por Grupo de

⁶⁹ La descripción siguiente es resumida, los detalles están disponibles en la sección 11.2 de [50].

⁷⁰ El ITAD tiene definición similar al del IAAD (conforme expuesto en la sección 2.2.3), pero considerando un horizonte trimestral.

Calidad puede ser consultada en [50] – básicamente, estos son índices de *duración* de interrupciones. Sin embargo, el hecho relevante es que hay compensaciones para usuarios individuales con niveles de calidad de servicio inferiores al promedio de agrupamientos, a través de deducción directa a valores de facturas.

La Resolución CREG 097/2008 establece también que los OR y los usuarios conectados a los niveles de tensión 2 y 3 pueden pactar libremente *Contratos de Calidad Extra*, involucrando mayores pagos a cambio de niveles de calidad de servicio mejores que aquellos especificados en la regulación, de ser esto conveniente para el usuario.

Tema 22 – Otros incentivos relacionados a la calidad de servicio

- *Las disposiciones sobre contratos de calidad extra presentan oportunidades interesantes a las distribuidoras en un contexto de despliegue de tecnologías de RI. Algunas de las más importantes se relacionan al proceso de negociación del contrato con el usuario y la identificación de preferencias de precios y calidad de servicio.*

La identificación de preferencias del usuario es particularmente relevante en un contexto en que:

- Los requisitos de los usuarios con respecto a la confiabilidad de suministro pueden cambiar rápidamente, debido a nuevas tecnologías del lado del consumidor; y*
- Nuevas tecnologías – por ejemplo, las tecnologías de ADA en el contexto de despliegue de RI – ofrecen a la distribuidora buscar nuevos puntos de equilibrio entre confiabilidad de red e inversiones en activos.*

La información que soporte el proceso de negociación, constituye un valioso activo pues puede ayudar la distribuidora a desarrollar nuevas estrategias de negocio y también concebir nuevos productos o servicios que, desde que la regulación le permita, podrá ofrecer al usuario en un futuro próximo.

Estos nuevos servicios y modelos de negocio pueden ser importantes para garantizar que las empresas desempeñen un rol relevante para los usuarios cuando tecnologías de autogeneración y almacenamiento distribuido cambien los perfiles de uso del sistema, pero posiblemente no la demandas de confiabilidad y disponibilidad de la red de distribución como recurso para garantizar el suministro confiable de energía para usos finales.

Por otro lado, bajo un esquema regulatorio en el cual los planes de inversión tienen un papel importante, la distribuidora podrá utilizar la información descubierta a través del proceso de negociación para buscar adaptar sus decisiones (y consecuentemente el equilibrio entre capex, opex, tarifas finales y calidad de servicio) a los requisitos del consumo final.

De hecho, el proceso de entrega y aprobación del plan por el regulador ofrece también al regulador la posibilidad de descubrir de las informaciones recogidas por la distribuidora de modo indirecto y sin un proceso muy invasivo (que podría imponer barreras a la innovación por parte de distribuidoras y clientes), como el que podría ocurrir si el regulador optara por imponer límites estrictos y procedimientos y reglas estándar para los contratos de calidad extra.

- *Con respecto a los otros incentivos a calidad de servicio en el SDL indicados en esta sección, es un punto conceptualmente positivo el uso de una estructura que combine: (i) incentivos relacionados a la calidad agrupada de servicio, que relacionan el desempeño sistemático del OR con sus ingresos (a través de la relación con los cargos de uso); y (ii) incentivos orientados a la mejora de la calidad de servicio para los usuarios en la cola de la distribución de probabilidad, relacionados con compensaciones directas a través de deducciones en las facturas de estos usuarios.*

En ambos casos, los mecanismos incluyen la comparación de índices medidos con metas establecidas por el regulador (y no sólo con el desempeño histórico del OR, como en el

caso del incentivo descrito en la sección 3.2). La eficacia de este atributo depende de que el regulador establezca de manera realista y efectiva las metas. Una definición agresiva puede ofrecer incentivos importantes al despliegue de tecnologías de RI que permitan optimizar la operación del sistema de distribución y la reacción a disturbios e interrupciones de suministro, como ADA (por ejemplo, con la reconfiguración de la red y el auto-restablecimiento de suministro) y AMI (por ejemplo, que facilita la identificación de fallas).

Un posible punto de mejoras se refiere a la inclusión de métricas de frecuencia de interrupciones entre aquellas utilizadas para medir el desempeño de los OR en cuanto a la calidad del servicio. Por ejemplo, la propuesta de regulación contenida en el documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014 incluye métricas de frecuencia de interrupciones para este propósito.

4.2.2.3.2 Incentivos relacionados a pérdidas de energía

Con respecto a las pérdidas de energía reconocidas a los OR, la Resolución CREG 097/2008 establece lo siguiente:

- a) Para pérdidas técnicas en el STR y en los niveles de tensión 3 y 2 del SDL:
Los valores de pérdidas reconocidos se determinan con base en análisis técnicos con base en la información entregada por los OR y, adicionalmente, en la información entregada por XM Expertos en Mercados S.A.
La Resolución CREG 097/2008 indica que se calculan índices de pérdidas técnicas para reconocer la cantidad de energía perdida, por aspectos técnicos de la red, con base en análisis técnicos con el modelado detallado de la red⁷¹. La interpretación de los consultores es que los análisis técnicos tienen como objetivo capturar los niveles reales de pérdidas medidos, y no introducen incentivos específicos a la reducción de niveles de pérdidas técnicas.
- b) Para pérdidas técnicas y comerciales en nivel de tensión 1 del SDL:
Para el nivel de tensión 1, se ejecuta un análisis técnico, con el modelado detallado de la red de distribución y con base en un conjunto de datos entregado por el OR y especificado en el capítulo 12 de la Resolución CREG 097/2008. La interpretación de los consultores es que este análisis técnico tiene como objetivo capturar los niveles reales de pérdidas medidos, y no introducen incentivos específicos a la reducción de niveles de pérdidas técnicas.
Para las pérdidas comerciales (pérdidas no-técnicas, según la nomenclatura utilizada en la Resolución CREG 097/2008), el procedimiento de determinación involucra la presentación por el OR de un Plan de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica⁷² al regulador, y la evaluación y aprobación, a discreción del regulador,

⁷¹ Conforme los siguientes extractos de [50]:

“Nivel de Tensión 4 [...]: Se calcula un índice de pérdidas para cada STR en el Nivel de Tensión 4 y conexiones al STN, para reconocer la cantidad de la energía perdida, por aspectos técnicos de la red, respecto de la energía de entrada al Nivel de Tensión 4.”

“Nivel de Tensión 3 [...]: Se calcula un índice de pérdidas técnicas para el Nivel de Tensión 3 para cada sistema operado por un OR, para reconocer la cantidad de la energía perdida por aspectos técnicos de la red respecto de la energía de entrada al Nivel de Tensión 3, modelando la totalidad de la red con la información de redes y equipos de Nivel de Tensión 3 y sus curvas de carga entregados a la CREG [...].”

“Nivel de Tensión 2 [...]: Se calcula un índice de pérdidas técnicas para el Nivel de Tensión 2 para cada sistema operado por un OR, para reconocer la cantidad de la energía perdida por aspectos técnicos de la red respecto de la energía de entrada al Nivel de Tensión 2, modelando las redes típicas o la totalidad de la red entregada a CREG”

⁷² La Resolución CREG 097/2008 establece la siguiente disposición transitoria, para el período en que no se tenga expedido regulación a respecto de los planes [50]: “Mientras se expide la regulación respecto de los Planes de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica y le son aprobados a los OR sus respectivos índices, se tomará como valor

de este plan y la consecuente aprobación de los niveles de pérdidas comerciales para el nivel de tensión 1.

Tema 23 –Incentivos relacionados a pérdidas de energía

- *Los mecanismos de reconocimiento de pérdidas técnicas establecidos en la CREG 097/2008 parecen orientarse solo a la captura de valores de pérdidas verificados en el sistema de distribución.*

Si esta comprensión está correcta, al no desacoplar los valores regulatorios de pérdidas técnicas reconocidos para procesos regulatorios de los valores efectivamente medidos, la regulación establece incentivos débiles para la reducción de pérdidas técnicas en el sistema de distribución.

Algunas tecnologías de RI, como las de ADA para reconfiguración de red, tienen el potencial de contribuir para la reducción de pérdidas técnicas. Incentivos débiles para reducción de pérdidas técnicas resultan, por lo tanto, en incentivos reducidos al despliegue de estas tecnologías.

- *Sólo se identificó una mención a las pérdidas comerciales (no técnicas) en el ítem de la Resolución CREG 097/2008 que trata del nivel de tensión 1 del SDL. En este caso, el mecanismo de determinación de las pérdidas reconocidas se basa en la evaluación de un Plan de Reducción o Mantenimiento de Pérdidas de Energía Eléctrica por el OR al regulador.*

La elaboración de planes por el OR y su evaluación por el regulador representa un mecanismo que ofrece flexibilidad al OR en definir una estrategia de reducción de pérdidas y, si esta se acompaña de un mecanismo que permita que el OR tenga su estrategia de reducción de pérdidas aprobada ex ante por el regulador, juntamente con la aprobación de la porción de gastos de capital u operacionales para llevar a cabo dicha estrategia, puede representar un mecanismo que fomente la inversión en tecnologías de RI orientadas a la reducción de pérdidas comerciales (incluyendo sistemas de sensores en ADA y sistemas de AMI). Análisis adicionales con respecto a la definición de estrategias de reducción de pérdidas (técnicas y no técnicas) a través de planes aprobados ex ante se encuentran en la sección 3.2 de este informe.

Es importante mencionar que otros tipos de mecanismos pueden ofrecer incentivos importantes a los OR para la reducción de niveles de pérdidas no técnicas (y técnicas). Se puede considerar como un ejemplo mecanismos de establecimiento de metas por parte del regulador⁷³ y la aplicación de incrementos o deducciones en el recaudo de ingresos dependiendo de la capacidad del OR de alcanzar los objetivos. Sin embargo, bajo dichos mecanismos los OR perciben riesgos más altos con relación a la innovación tecnológica (en comparación con mecanismos basados en la aprobación ex ante de planes), lo que lleva a incentivos comparativamente menores al despliegue de tecnologías de RI.

4.2.2.2.3.3 Remuneración de otras actividades distintas a la distribución de energía eléctrica

La Resolución CREG 097/2008 incluye, en la definición de los cargos máximos del nivel de tensión 1, un ajuste por *otros ingresos* obtenidos por la exploración de los activos remunerados mediante cargos, para otras actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica.

Específicamente, el ajuste se hace conforme indicado en el cuadro siguiente, que trae la transcripción del texto inicial del ítem 3.3 de la Resolución CREG 097/2008:

de Pérdidas No Técnicas Reconocidas el índice resultante de la diferencia entre 12,75% y el índice de Pérdidas Técnicas del Nivel de Tensión 1, que permanecerá hasta cuando le sea aprobado al OR su índice particular”.

⁷³ A través de modelos de *benchmarking*, de modelos de empresas de referencia u otros.

Tema 24 – Transcripción de extracto de la Resolución CREG 097/2008 [50]: ajuste por otros ingresos

Para cada OR se define un cargo máximo por concepto de inversiones y un cargo máximo por concepto de gastos de Administración, Operación y Mantenimiento que se determinan de la siguiente manera:

$$CDI_{j,1} = CDIR_{j,1} * 0,9 + \frac{CAI_{j,1}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}} * 0,1 - \frac{OI_j}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}}$$

$$CDIR_{j,1} = \frac{CDAI_{j,1,R82} * VA_{j,1,0} + CDSI_{j,1,R82} * VS_{j,1,0}}{1,1272 * (VA_{j,1,0} + VS_{j,1,0})} * \frac{IPP_0}{IPP_{dic01}}$$

$$CDM_{j,1} = \frac{AOM_{j,1,k}}{V_{j,1} + PNT_{j,nr}}$$

Dónde:

- $CDI_{i,j}$: Cargo Máximo por concepto de inversiones para el Nivel de Tensión 1, para el OR j.
- $CDIR_{i,j}$: Costo unitario de referencia a partir del cual se calcula el costo para remunerar la inversión de los activos del Nivel de Tensión 1, aprobado por la CREG para el OR j. Este valor se definirá como un número fijo en la resolución particular de cada OR.
- $CAI_{i,j}$: Costo anual de los activos de uso en el Nivel de Tensión 1, para el OR j
- OI_j : Otros Ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica. Este valor corresponde al 33% del valor de los ingresos por este concepto durante el año que finaliza en la Fecha de Corte. El valor debe ser reportado por el OR en el momento de la solicitud de aprobación de cargos. En caso de que no se reporte dicho valor, se tomará el 50% del valor más alto reportado por los OR.
- $V_{i,1}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, efectuadas por todos los Comercializadores de energía en el sistema del OR j. La información de ventas corresponde a la registrada por los Comercializadores al SUI para el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $VA_{i,1,0}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, facturada con el cargo para circuitos aéreos, del OR j, durante el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $VS_{i,1,0}$: Ventas anuales de energía en el Nivel de Tensión 1, facturada con el cargo para circuitos subterráneos, del OR j, durante el año que finaliza en la Fecha de Corte.
- $PNT_{i,nr}$: Pérdidas No Técnicas No Reconocidas al OR j, en kWh-año
- $CDM_{i,j}$: Cargo Máximo por concepto de AOM para el Nivel de Tensión 1, para el OR j.
- $AOM_{i,1,k}$: Gastos anuales de Administración, Operación y Mantenimiento asignables al Nivel de Tensión 1, para el OR j, en el año k
- R_{82} : Con este subíndice se identifican las variables que se calcularon con la metodología de la Resolución CREG 082 de 2002,
- IPP_{dic01} : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2001.
- IPP_0 : Índice de Precios al Productor Total Nacional correspondiente al mes de diciembre de 2007.

La fórmula anterior resulta en que la porción de los otros ingresos que efectivamente son capturados por la distribuidora es de un 67% (debido a la sustracción de 33%). En términos prácticos, esto significa que una tercera parte de los ingresos originados en otras actividades distintas a la distribución de energía eléctrica (*otras actividades*, en el restante de esta sección) son compartidos con los consumidores.

Con relación a la regulación de estos otros ingresos, se presentan las consideraciones y el diagnóstico del siguiente cuadro.

Tema 25 – Tratamiento regulatorio de otros ingresos

- La Resolución CREG 097/2008 parece especificar un tratamiento uniforme de los otros ingresos relacionados a todas las otras actividades no estrictamente relacionadas a la distribución de energía eléctrica, con un factor único de 33% para definición de la porción de otros ingresos compartidos con consumidores.
- La selección de actividades que sean objeto de incentivos de políticas públicas sectoriales o inter-sectoriales y la definición de porcentuales específicos para dichas actividades tiene el potencial de facilitar el desarrollo y despliegue de conceptos amplios relacionados con RI, como por ejemplo el desarrollo de ciudades inteligentes.
- Una evaluación inter-sectorial integrada de la estructura de incentivos para que distribuidoras actúen como vectores de desarrollo de tecnologías, incluyendo no sólo la cuestión de la porción de los otros ingresos compartida con consumidores, sino también las bases del tratamiento regulatorio de otras actividades y las posibles atribuciones de las distribuidoras, debe estar alineada con objetivos inter-sectoriales de una jurisdicción. La evaluación del alineamiento necesita considerar metas estratégicas inter-sectoriales (por ejemplo, incentivos al desarrollo de cadenas de valor nacionales o locales para determinadas tecnologías, o también masificación de acceso a telecomunicación en banda ancha).

4.2.2.2.4 Estructura de cargos

La metodología propuesta en la Resolución CREG 097/2008 establece que los cargos por uso (remuneración de la actividad de distribución) tienen las siguientes características básicas⁷⁴:

- Los cargos son estrictamente monomios y *volumétricos* (esto es, en unidades monetarias por unidades de energía, \$/kWh) para usuarios conectados a redes en todos los niveles de tensión.
- Los cargos tienen una estructura vertical *jerárquica* que reproduce el flujo de energía en una red estrictamente importadora – es decir, los cargos de un usuario que se conecte a una red en un nivel de tensión inferior incorporan componentes referentes a los niveles de tensión superiores.
- Los cargos monomios son determinados de la siguiente manera
 - Determinación mensual en el caso del STR, a través de la división del valor mensual del autorizado por la demanda de energía efectivamente verificada en el mes anterior.
 - Anualmente para el caso de los SDL, a través de la división entre el ingreso autorizado por la energía útil de cada nivel de tensión.

No está enteramente claro para los consultores cual es la metodología de determinación de los cargos de uso a ser pagados por usuarios que representan *generadores*⁷⁵ conectados a la red de distribución. En el caso que se apliquen cargos idénticos a aquellos calculados por el proceso con las características básicas indicadas en la lista anterior, pueden haber problemas teóricos – estos problemas son discutidos y analizados para la estructura de cargos monomios contenida en la propuesta de regulación representada en el documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014.

⁷⁴ Una descripción detallada está disponible en los capítulos 3 y 7 de la Resolución CREG 097/2008.

⁷⁵ En este caso, se está discutiendo estrictamente generadores, no incluyendo autogeneración.

Tema 26 – Estructura de cargos

- *La existencia solo de cargos monomios, sin cualquier opción de migración (opcional obligatoria) a cargos con otros determinantes de pago y facturación (por ejemplo, un pago con base en la demanda de potencia) no es estrictamente la opción más adaptada al despliegue de tecnologías de RI.*

Conceptualmente, esto puede resultar en fenómenos que incluyen subsidios cruzados entre determinadas clases de usuarios (incluyendo entre aquellos que utilizan y aquellos que no utilizan generación behind-the-meter) o también la exposición de la distribuidora a riesgos de oscilación de ingresos – este último factor rigurosamente no se aplica en el caso de regulación por ingresos máximos y en que los cargos de uso sean determinados ex post mensualmente y con base en datos verificados.

- *Como ya se mencionó en la sección 4.2.2.2.1 ver Instrumento regulatorio básico, en el caso del STR la combinación de regulación por ingresos máximos y la determinación mensual y con base en datos verificados de energía, de los cargos de uso mitiga riesgos de desbalances entre ingresos regulados autorizados al OR y valores efectivamente recaudados de los usuarios. Este es un punto positivo en un contexto de despliegue de tecnologías y soluciones de RI que impliquen aumentos de la volatilidad de los montos de energía que sirven como determinantes para los pagos (como generación distribuida, vehículos eléctricos y respuesta de la demanda.). Mitigar los riesgos de desbalances reduce el riesgo no gestionable del OR y reduce los costos de acceso a capital.*
- *Para el SDL, por simetría en el análisis, los riesgos de remuneración son superiores, debido al uso de un esquema de precio máximo con determinación de tarifas anualmente.*
- *Nuevamente, es importante mencionar que no está enteramente claro para los consultores cual es la metodología de determinación de los cargos de uso a ser pagados por usuarios que representan generadores conectados a la red de distribución. Aquí se aplican los comentarios ya indicados en el texto principal de esta sección.*

4.3 Nueva propuesta de regulación para remuneración de la actividad de distribución

En febrero de 2015, CREG publicó el documento para consulta de la Resolución No. 179/2014 [77], a través de la cual hizo público un proyecto de resolución para una nueva metodología de remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional.

El proceso de consulta pública sobre esta nueva metodología siguió a la publicación del documento. Al momento de elaboración de este informe, el proceso de consulta pública sigue en curso y decisiones finales no han sido publicadas. Sin embargo, se optó por incluir el análisis de esta nueva propuesta de regulación en este capítulo, puesto que dicha propuesta contiene diversos aspectos positivos para el despliegue de RI (y aún algunos ítems importantes que requieren mejora).

En las secciones siguientes, se analizan las principales disposiciones del documento de Propuesta de Resolución CREG 179/2014, con particular atención a la adaptación de la regulación propuesta a un contexto de desarrollo y despliegue de tecnologías y soluciones de RI.

Las disposiciones en el documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014 y su análisis se agrupan en los siguientes temas:

- Instrumento regulatorio básico;
- Remuneración de inversiones;
- Remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM);
- Estructura de incentivos;
- Estructura de cargos.

4.3.1 Instrumento regulatorio básico

La metodología propuesta en el documento en consulta de Resolución CREG 179/2014 [77] incorpora un esquema de ingreso máximo (*revenue cap*) como instrumento regulatorio básico, tanto para el sistema de transmisión regional (STR) como para el sistema de distribución local (SDL). Este punto representa un cambio en relación al cuadro regulatorio actual, en que se utiliza un esquema de precio máximo (*price cap*) para el SDL.

El uso de un esquema de ingreso máximo, combinado con el cálculo de cargos de uso de la red con periodicidad mensual⁷⁶ y otros mecanismos para ajuste⁷⁷ de los ingresos regulados del operador regional (OR) durante el período regulatorio de 5 años, representa un punto positivo. Este esquema reduce los riesgos de remuneración percibidos por la distribuidora, al evitar desbalances entre ingresos regulados autorizados al OR y montos monetarios efectivamente recaudados de usuarios. Dichos desbalances pueden existir bajo algunos esquemas regulatorios – por ejemplo, bajo esquemas de *precio máximo (price cap)* en los cuales se fijan tarifas exclusivamente volumétricas (en unidades monetarias por unidades de energía vendida) y *no se utiliza* mecanismos de eualización⁷⁸ de ingresos autorizados y valores recaudados.

Los consultores resaltan que, debido a la existencia de la Figura 5 [55] que exponen la propuesta metodológica en el documento en consulta de Resolución CREG No. 179/214, se entiende que el marco propuesto incluye un mecanismo de menú de contratos.

Figura 5. Ilustración que sugiere que un mecanismo de menú de contratos.



Fuente: CREG, “Propuesta de remuneración actividad de distribución de energía eléctrica – Documento Propuesta de Resolución CREG No. 179 de 2014” (presentación en formato MS PowerPoint™, Mar 2015).

No obstante, no se localizó en el texto principal en el documento en consulta de Resolución CREG 179/2014 [77] una mención a este mecanismo o una descripción que se le pueda asociar.

⁷⁶ Verificar sección 4.3.4.

⁷⁷ Por ejemplo, la utilización de planes de inversión como elementos importantes de la definición de ingresos asociados a *capex* y la posibilidad de, bajo ciertas condiciones, modificar los planes dentro del período regulatorio. Este y otros mecanismos relevantes están indicados principalmente en las secciones 4.3.2 y 2.2.3. Sin embargo, ellos *reducen* los riesgos de remuneración debido a factores relacionados al mercado del OR en comparación con el marco regulatorio actual (anterior al documento de Propuesta de Resolución CREG No. 179/2014), pero no los eliminan, conforme también indicado posteriormente.

⁷⁸ El cálculo ya descrito de cargos de uso de la red en periodicidad mensual tiene el efecto de un mecanismo de eualización.

De esta manera, aunque el mecanismo de menú de contratos sea potencialmente un facilitador para el despliegue de tecnologías y soluciones de RI⁷⁹ con un esfuerzo regulatorio comparativamente bajo, por no disponer de la descripción del modelo que será adoptado no es posible discutirlo en profundidad en este informe.

Tema 27 - Instrumento regulatorio básico

- *La combinación de regulación por ingresos máximos y la determinación mensual de cargos de uso, además de otros factores discutidos en secciones posteriores, reduce los riesgos de remuneración debidos a factores relacionados al mercado del OR en comparación con el marco regulatorio actual (anterior a la Propuesta de Resolución CREG 179/2014).*

Este es un punto positivo en un contexto de despliegue de ciertas tecnologías y soluciones de RI que impliquen incrementos de la volatilidad de los montos de energía que sirven como determinantes para los pagos. Mitigar los riesgos de desbalances reduce el riesgo no gestionable del OR y reduce los costos de acceso a capital.

4.3.2 Remuneración de inversiones

El tratamiento de la remuneración de inversiones en la infraestructura para la prestación del servicio de distribución se determina, bajo las disposiciones de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, con base en los ítems descritos en las subsecciones siguientes⁸⁰.

Se entiende que la metodología para definición de la tasa de retorno para determinar la remuneración del capital (rentabilidad) para el nuevo ciclo es la determinada en las Resoluciones CREG 083/2014 y 112/2014.

4.3.2.1 Base regulatoria de activos

Las reglas introducidas por la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 determinan que la base regulatoria de activos (BRA) se determina con base en:

- a) Para activos existentes:

Base de activos determinada con base en:

- Inventario de activos utilizado para la aplicación de la metodología de remuneración de la Resolución CREG 097/2008.
- Inventario de activos de los planes de inversión del OR, reportados con base en las unidades constructivas (UC) *estándar* definidas en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 y las UC especiales sometidas a consideración de la Comisión.

El costo de los activos a diciembre de 2007 se establecerá con base en el valor implícito reconocido actualmente. El costo de los activos puestos en operación durante el periodo entre 2008 y 2015 se determina con base en información reportada por los operadores regionales a la CREG, y su valoración ocurre con base en las disposiciones de la Resolución CREG 97/2008 [51].

⁷⁹ Al ofrecer a las distribuidoras diferentes alternativas de estructuras de incentivos que puedan adaptarse a sus reales oportunidades para reducción de costos (información privada), y contando que tecnologías de RI pueden ser alternativas viables para la reducción de costos.

⁸⁰ La descripción siguiente es simplificada. Detalles están disponibles en [51].

Los valores son ajustados por: (i) un factor referente a la antigüedad de los activos (dado básicamente por la antigüedad promedia sobre la vida útil reconocida actual, siendo que los OR deben entregar un estudio en el cual se determine la antigüedad promedio ponderada de los activos de su sistema para cada nivel de tensión); (ii) un factor que resulta en actualización por índice de precios.

b) Planes de inversión:

La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 indica que los OR deberán someter a la aprobación de la CREG un plan de inversiones. Este consta de cinco sub-planes de inversiones, que podrán contar con inversiones con los siguientes objetivos generales:

- Expansión del sistema
- Reposición de activos;
- Mejoramiento de la calidad del servicio;
- Programas de gestión de pérdidas;
- Programas de renovación tecnológica.

Los planes de inversión tendrán horizontes de largo plazo (diez años) y los proyectos de inversión incluidos en la solicitud de aprobación de ingresos deben corresponder a aquellos en un horizonte de mediano plazo (cinco años). En la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, se introduce el requisito⁸¹ de que los planes sean flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización, además deben considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos.

Con respecto a la renovación tecnológica, la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 indica que los proyectos de inversión en tecnología deben considerar el criterio de adaptabilidad establecido en la Ley 143 de 1994, por lo que estas inversiones, que incorporen los avances de la ciencia y de la tecnología, deben aportar una mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.

Además, la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 establece que el plan debe ser viable ambientalmente y considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014. Dicha Ley regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional⁸² (incluyendo soluciones de generación distribuida y autogeneración de pequeña escala) y la gestión eficiente de la energía (incluyendo la respuesta de la demanda).

Otro ítem que puede impactar la dimensión ambiental del plan desarrollado por el OR es el requisito formal de identificar y presentar en el plan las externalidades identificadas (lo que presumiblemente incluye externalidades ambientales).

Algunas directivas específicas se aplican a los planes de inversiones en renovación tecnológica:

- Se lista algunas de las motivaciones posibles para proyectos de renovación tecnológica, en el siguiente extracto del ítem 7.3.4 de la Propuesta de

⁸¹ Además, naturalmente, de los requisitos de eficiencia técnica y económica esperados.

⁸² Otros requisitos para la elaboración de los planes están disponibles en el texto completo de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014. Cabe resaltar que, para mantener conciso este documento, no se lista exhaustivamente los requisitos con potencial impacto sobre el despliegue de tecnologías de RI. Hay naturalmente otros requisitos de este tipo en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014. Como ejemplo, cabe mencionar el requisito de que los proyectos de inversión incluidos en el plan de expansión deben ser acordes con los requerimientos de política pública, en particular el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura de Energía Eléctrica, puesto que tecnologías de RI pueden ser alternativas relevantes para permitir la expansión de esta cobertura.

Resolución CREG 179/2014 [51]: “Los OR podrán presentar proyectos de inversión para la incorporación de nuevas tecnologías en el sistema, que permitan entre otras **optimizar la operación del sistema, reducir costos de operación y mantenimiento, mejor aprovechamiento del sistema, la realización de pruebas piloto para la apropiación tecnológica, adaptación e incorporación de nuevas tecnologías para la prestación del servicio, etc.**”.

- El valor de estos planes de inversiones en renovación tecnológica no puede ser superior al 10% del total del plan de inversiones⁸³.

A su vez, el plan de gestión de pérdidas debe incluir la estrategia de la distribuidora, considerando soluciones de *capex* y *opex*, para cumplir con las metas de reducción de pérdidas técnicas y no técnicas (y, según el entendimiento de los consultores, lograr valores inferiores a las metas, si es el óptimo económico para el sistema) definidas por el regulador⁸⁴.

Para el plan de gestión de pérdidas, se verifica si el costo total del plan presentado por el OR supera el costo total de referencia, calculado con un modelo de estimación del costo eficiente. El costo total del plan a aprobar será el menor entre el costo total presentado por el OR y el costo total de referencia. El entendimiento de los consultores es que el límite se aplica a los *gastos totales* (incluyendo *capex* y *opex*) y que, por lo tanto, no se limitan las decisiones de las distribuidoras a las inversiones en nuevos equipos (que pueden incluir, por ejemplo, equipos de sensorización y actuación remota, así como otras tecnologías de RI) o gastos operacionales.

La CREG podrá aprobar un valor inferior al solicitado por el OR para la ejecución del plan sin perjuicio de lo cual el OR que acepte la ejecución del mismo deberá cumplir con las metas de reducción de pérdidas para cada período de evaluación.

Según la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, el valor total del plan de inversión anual no podrá superar 8% de la base regulatoria de activos (BRA) inicial - salvo los casos especiales en los cuales el MME apruebe un límite superior para expansión de cobertura.

El costo de los activos incluidos en un plan de inversiones aprobado se incorpora a la BRA.

Para empresas cuyos planes de inversiones no sean aprobados (o no presentados), se considerará el crecimiento de la BRA con base en una *porcentaje de inversiones de referencia*, dada por el mínimo entre 1% y el porcentaje promedio de inversiones realizadas por la empresa durante el periodo 2008–2012.

La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 indica también que los planes de inversión pueden ser ajustados por una sola vez durante el periodo tarifario, bajo condiciones indicadas en el ítem 7.6 del documento [51].

c) Plan de reposición de activos:

⁸³ Así como indicado en la sección introductoria de este documento, el diagnóstico sobre la adecuación de la regulación descrita aquí se encuentra en el *cuadro* de color azul claro al final de esta sección. En estos *cuadros* azules, se identifica barreras y oportunidades de mejora para el desarrollo de las RI en Colombia.

⁸⁴ La definición de las metas se describe en detalle en la sección 8 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014. Básicamente, para el nivel de tensión 1 se definen valores con base en pérdidas técnicas calculadas y no técnicas de referencia al final del período tarifario, para los niveles 3 y 2 se recalculan índices superiores al valor promedio de los OR más una desviación estándar, y para el nivel de tensión 4 se definen valores por OR con base en análisis detallados.

El OR presenta también a la CREG un plan de reposición de activos, que contiene la información de los activos a retirar, entre otras. Las causas asociadas al retiro de activos indicadas en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 son:

- Reemplazo por antigüedad;
- Reemplazo por ampliación de la capacidad del activo;
- Reemplazo por renovación tecnológica;
- Reemplazo por otras causas, indicando la causa.

Se aplican reglas particulares para la base de activos no eléctricos. El costo de los terrenos asociados a las subestaciones reportadas por el OR a la CREG en la solicitud de cargos, indicando para cada terreno su área, y el valor catastral total, en pesos de diciembre de 2014, acompañada de los respectivos certificados, es considerado en este caso.

Tema 28– Base regulatoria de activos

- *El mecanismo de presentación y aprobación previa de planes de inversión y de retiro contribuye a: (i) la reducción de la incertidumbre de las distribuidoras sobre los posibles efectos de despliegue de tecnologías de RI como parte de su estrategia de expansión y operación de redes; y (ii) la reducción de riesgos de remuneración asociado a este despliegue. En este sentido, tiene impactos positivos sobre el despliegue de estas tecnologías.*

Los consultores entienden que la mención, en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 de que los planes pueden contar con unidades constructivas especiales sometidas a consideración de la CREG⁸⁵ significa que los OR tienen libertad para definir la tecnología de las soluciones que incorporarán al plan.

- *Los mismos comentarios generales se aplican a la definición y aprobación del plan de gestión de pérdidas, con la limitación que: (i) para este plan en específico se verifica si el costo total del plan presentado por el OR supera el costo total de referencia, calculado con un modelo de estimación del costo eficiente; y (ii) el costo total del plan a aprobar será el menor entre el costo total presentado por el OR y el costo total de referencia.*

El entendimiento de los consultores es que se impone límites solamente a los costos totales del plan, lo que no restringe las decisiones de las distribuidoras sobre soluciones de capex, que requieren inversiones en nuevos equipos, o de opex.

Bajo el supuesto que el entendimiento sea correcto, el punto no representa un obstáculo significativo para el despliegue de tecnologías de RI – por ejemplo, equipos de sensores que faciliten la gestión de pérdidas no técnicas al incrementar la observabilidad de la red y la identificación de fraudes o robos.

Naturalmente, para que no existan obstáculos, es importante que la agencia reguladora no discrimine, al evaluar los planes, entre las inversiones en las tecnologías y soluciones de RI⁸⁶ y tecnologías de amplio uso en los sistemas convencionales. Es importante enfatizar que no discriminar significa comparar realísticamente las alternativas, a la ocasión de la evaluación de planes, con base en criterios económicos sólidos, analizando los costos y beneficios bajo la aplicación de técnicas de toma de decisiones bajo incertidumbre y considerando el potencial de todas las alternativas en alcanzar objetivos estratégicos del sistema colombiano, incluyendo aquellos establecidos por instrumentos de política energética recientes como la Ley 1715/2014.

- *El mecanismo que utiliza el porcentaje de inversiones de referencia para la determinación de la BRA de activos nuevos de OR que no tengan sus planes de inversiones aprobados ofrece incentivos para la ejecución cuidadosa y técnicamente responsable de estos planes,*

⁸⁵ Las otras unidades constructivas son *estándar*.

⁸⁶ Incluyendo cualesquier equipos y sistemas de soporte necesarios para la efectiva implementación de estas tecnologías y soluciones – por ejemplo, sistemas de transporte, almacenamiento y procesamiento de datos.

siempre y cuando el crecimiento de la BRA resultante bajo el plan preparado de forma cuidadosa y técnicamente responsable sea superior al porcentaje de inversiones de referencia. Es muy probable que dicha condición sea verificada en sistemas encontrados en un país en desarrollo económico, como Colombia – es decir, en un país en desarrollo económico es probable que las tasas de crecimiento de la demanda por energía eléctrica lleven a un plan de inversiones que incrementa la BRA por un monto superior a 1% por año, y para capturar este crecimiento superior de la BRA es necesario que los OR preparen cuidadosamente los planes de inversión, para que estos sean aprobados y se evite utilizar el porcentaje de referencia dada por el mínimo entre 1% y el porcentaje promedio de inversiones realizadas por la empresa durante el periodo 2008–2012.

- La inclusión de renovación tecnológica como una de las motivaciones reconocidas para inversiones en nuevos activos y el reemplazo de activos existentes es un punto positivo para el despliegue de tecnologías de RI.
- Con respecto a los planes de inversión, la introducción de los requisitos de que los planes sean “flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización” y que “además deben considerar los riesgos potenciales y las acciones para mitigarlos” [51] tiene el potencial de servir de incentivo especial para el desarrollo de tecnologías de RI que brinden una estrategia con flexibilidad estructural y operacional. Por lo tanto, los OR tienen oportunidad de incorporar en sus planes de inversión tecnologías como aquellas mencionadas en el párrafo siguiente, para cumplir con los requisitos mencionados de flexibilidad.

Algunas tecnologías y soluciones, como aquellas relacionadas con ADA⁸⁷, resultan en flexibilidad operacional para que la red de distribución pueda responder a variaciones de corto y largo plazo del comportamiento de los consumidores (por ejemplo, variaciones del perfil de carga o del crecimiento de la demanda en diferentes regiones que impliquen cambios en los patrones de carga de la red). Otras tecnologías y soluciones, tienen también efecto similar, como aquellas relativas a gerenciamiento por el lado de la demanda – estas últimas, por ser comparativamente menos capital-intensivas, resultan en flexibilidad incluso de ajuste del plan de desembolsos para construcción de activos a oscilaciones de crecimiento del mercado y de la demanda por capacidad de distribución, constituyéndose en opciones reales para la distribuidora.

Aunque la consideración de la conformidad al requisito formal de flexibilidad del plan a la ocasión de la evaluación del plan puede presentar algunas dificultades técnicas al regulador (o al OR que elabora el plan), existen metodologías técnicas consolidadas para tratar el tema, en contextos de planeación bajo incertidumbre.

- La directiva formal de considerar para la elaboración de los planes de inversión requisitos de ser viable ambientalmente y considerar los impactos de la aplicación de la Ley 1715/2014⁸⁸ presenta oportunidades para el despliegue de tecnologías que brinden a la red las características técnicas para acomodar generación renovable distribuida, por lo cual representan oportunidades para el despliegue de tecnologías de RI.

En particular, la Ley 1715/2014 indica que la entrega de excedentes a la red de distribución por autogeneradores de pequeña escala está condicionada a la implantación de contadores bidireccionales.

Nuevamente, la evaluación de la conformidad del plan con este requisito de viabilidad ambiental, especialmente cuando se considera la directiva de identificar y presentar externalidades del plan (lo que presumiblemente incluye la ambiental), puede ser compleja y demandar esfuerzos considerables. Pero este factor puede también presentar oportunidades para el desarrollo de tecnologías de RI por las distribuidoras.

- La imposición de un límite para el valor del plan de inversiones en renovación tecnológica

⁸⁷ Advanced Distribution Automatization.

⁸⁸ Que incluyen generación distribuida y gestión eficiente de energía.

con respecto al valor total del plan de inversiones en teoría representa una restricción a la flexibilidad de la definición de las alternativas de inversión de las distribuidoras y también a la innovación tecnológica.

Sin embargo, no se espera que, al determinar el valor numérico de este límite como 10%, el regulador esté restringiendo de manera significativa las alternativas prácticas de las distribuidoras en el momento actual. La respuesta final sobre si hay o no alguna restricción significativa sólo se puede hacer a través de evaluaciones numéricas, posiblemente considerando los resultados de costos de despliegue de tecnologías, bajo utilización de informaciones del estudio que representa el Componente I [76] de la presente iniciativa del BID.

- Otro límite que conceptualmente restringe las alternativas de decisión de distribuidoras (con posibles impactos sobre el despliegue de tecnologías de RI), pero que en la práctica presumiblemente no deben representar problemas, es el de que el valor total del plan de inversión anual no podrá superar 8% sobre la BRA inicial⁸⁹. Sin embargo, la respuesta final sobre si hay o no alguna restricción significativa sólo se puede hacer a través de evaluaciones numéricas, lo que esta fuera del alcance de este análisis.
- El esfuerzo regulatorio para evaluación de los planes puede ser razonablemente grande, requiriendo que CREG cuente con fuerza de trabajo, recursos materiales, metodológicos (incluyendo metodologías para relaciones de intercambio de información y “negociación” con OR) y computacionales suficientes para tal efecto.

4.3.2.3 Vida útil y recuperación de capital

En la sección 3.1.1.6 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, al describirse la metodología aplicable para la valuación de activos nuevos que se retira de operación, se determina que [51]:

“[...]Vida útil regulatoria aplicada a los activos nuevos. Para activos de nivel de tensión 1 [igual o superior a 57.5 kV] es igual a 35 años y para activos de los niveles de tensión 4, 3 y 2 [inferior a 57.5 kV]es igual a 45 años.”

Se encuentra el extracto anterior también en la sección 3.2.2 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, que trata de la recuperación de capital de activos nuevos⁹⁰.

Otras referencias a los términos *vida útil* o *depreciación* no fueron encontradas en la Resolución CREG 179/2014, por lo que se supone que los valores de vida útil indicados arriba serán adoptados eventualmente en otras tareas del proceso regulatorio.

⁸⁹ Límites como estos pueden, en teoría, restringir la selección de soluciones capital-intensivas y restringir la ejecución de inversiones, incluso en tecnologías de RI que podrían ser implantadas por distribuidoras, como ADA o también tecnologías de base como sistemas de telecomunicación. Sin embargo, el límite de 8% del valor de la BRA inicial para cada año del horizonte no es particularmente restrictivo, a excepción de situaciones particulares - por ejemplo en casos en que la BRA inicial tenga valores bajos (por ejemplo, en una situación que se verificaría en un sistema de elevada antigüedad, si se utiliza la valoración por el costo de reposición depreciado, bajo la necesidad de inversiones significativas para renovar activos) o las tasas de crecimiento del mercado sean altas en determinadas regiones. La directiva, indicada en la propuesta de regulación de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, de que este límite puede ser flexibilizado en ciertas condiciones, también reduce los riesgos de inadecuación.

⁹⁰ Adicionalmente, en el capítulo 15 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [51] se presenta tablas que definen la vida útil de unidades constructivas, para la BRA inicial. Por tratarse de la BRA inicial, se admite que las tablas se refieren exclusivamente a activos ya existentes, y por lo tanto no se discute el tema en esta sección. Sin embargo, es importante resaltar que se incluye, entre las tablas presentadas en el capítulo 15, unidades constructivas relacionadas a equipos de comunicación, medición, sensores y control, con las vidas útiles asociadas (que, naturalmente, son inferiores a aquellas de activos eléctricos).

Tema 29 – Vida útil y recuperación de capital

- *El establecimiento de valores regulatorios para la vida útil de algunas clases de activos que podrán constituir las redes eléctricas bajo un contexto de desarrollo de RI puede requerir tratamiento regulatorio más granular y con mayor grado de particularización, para garantizar la captura satisfactoria de la vida útil de nuevas tecnologías.*
- *Esto puede ocurrir, por ejemplo, en el caso de incremento del nivel de penetración de tecnología avanzada de automatización de la red de distribución (ADA), puesto que dichos equipos tienen vidas útiles típicamente inferiores a aquellas de la infraestructura predominante en las redes eléctricas actuales. Hay otros ejemplos entre las tecnologías asociadas con RI.*
- *Considerando que el tema es de particular importancia para la recuperación de capital, el tratamiento de la variable vida útil es importante para garantizar la propiedad de los incentivos percibidos por distribuidores, en un contexto en que las opciones tecnológicas para la expansión y operación de la red incluyen tecnologías asociadas al concepto de RI.*

4.3.2.4 Remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento

El abordaje básico para la determinación del ingreso anual por gastos de administración, operación y mantenimiento (AOM) especificado en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 involucra básicamente el uso de modelos de eficiencia con *benchmarking* entre empresas, bajo la consideración de particularidades de los OR.

Para el cálculo del valor anual de AOM, primero se obtendrá uno inicial a partir de los valores de AOM remunerado y de AOM demostrado de cada operador de red, durante los años 2009 a 2013, el cual se comparará con el resultado de la aplicación de modelos de eficiencia para determinar el valor de AOM a reconocer.

Se utiliza un modelo de *benchmarking* para determinar una referencia de resultado eficiente con respecto a los gastos de AOM para cada OR. Entonces, el AOM reconocido para el OR corresponde al máximo entre:

- (1) La referencia de resultado eficiente obtenida del modelo de *benchmarking*;
- (2) El resultado promedio histórico del AOM⁹¹, para el cual se considera básicamente una media entre el valor de AOM demostrado (verificado) en el período 2009-2013 y el valor remunerado después de la aplicación del proceso regulatorio, después de la sustracción del valor de AOM destinado a programas de reducción o mantenimiento de pérdidas⁹².

En el caso que el valor a considerar se refiere al segundo de los ítems anteriores, se aplica una fórmula (descrita en el ítem 4.1 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014) que determina que los valores reconocidos de AOM decrezcan en los 5 años del ciclo regulatorio, hasta que converjan a la referencia de resultado eficiente.

De lo presentado en el documento [55], los consultores entienden, que para el proceso de *benchmarking* entre los OR, se considera en alguna etapa de la metodología un ajuste para llevar en cuenta las particularidades del área de concesión y características ambientales del sistema de cada empresa.

⁹¹ Una descripción detallada se encuentra en la sección 4.1.3 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.

⁹² Equivale al promedio de los valores reportados para los años 2009 a 2013.

El entendimiento viene de la Tabla 2 que está disponible en la sección “Gastos de AOM” del documento [55]. Sin embargo, los consultores no localizaran, en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, mención a este ajuste para tener en cuenta las particularidades del área de concesión y características ambientales del sistema de cada empresa.

Tabla 2. Variables que, según el entendimiento de los consultores, sería utilizadas, durante el proceso de *benchmarking*, para llevar en cuenta las particularidades del área de concesión y características ambientales del sistema de cada empresa.

AOM demostrado	SAIDI, SAIFI
Longitud redes:	Costos y gastos:
- Por niveles de tensión	- Personal, misceláneos
- Urbana, rural	- Materiales, equipos y edificios
Fisiografía	Ruralidad
Salinidad	Ventas por niveles
Pérdidas en nivel 1	Transformadores nivel 1
Energía nivel 1	Usuarios por niveles
Causas de fallas agrupadas en forzadas y mantenimiento	

Fuente: CREG, “Propuesta de remuneración actividad de distribución de energía eléctrica - Propuesta de Resolución CREG 179 de 2014” (presentación en formato MS PowerPoint™, Mar 2015, documento en consulta)

Tema 30 – Remuneración de gastos de AOM

- *Idealmente, las metodologías para definir los valores regulatorios reconocidos de remuneración de inversiones y de gastos en AOM deben ser tan compatibles en lo posible, de forma a garantizar que la distribuidora perciba incentivos para buscar soluciones óptimas para la expansión y operación adecuadas de su sistema equilibrando capex y opex.*
- *En un contexto en que la evaluación de planes de inversión y de reposición de activos presentados por las distribuidoras son elementos clave para definición de la remuneración de inversiones, puede ser difícil garantizar la compatibilidad mencionada en el ítem anterior cuando se utilizan técnicas de benchmarking para la determinación de la remuneración regulada al AOM – especialmente si existe la perspectiva de despliegue de nuevas tecnologías (incluyendo las tecnologías de RI) que pueden tener aplicaciones y ritmos de despliegue distintos en las áreas de concesión de distintas distribuidoras.*
- *Un desbalance o una falta de compatibilidad entre los incentivos contenidos en las metodologías para la determinación de la remuneración regulada de inversiones y la de gastos en AOM puede tener resultados sub-óptimos. Por un lado, puede llevar a no tener en cuenta soluciones menos capital-intensivas (como gestión por el lado de la demanda) en detrimento de soluciones de expansión de red. Por otro lado, puede llevar a eliminar soluciones capital-intensivas basadas en nuevas tecnologías (como ADA) por distribuidoras con buen desempeño con respecto a gastos de AOM.*
- *Sin embargo, garantizar la compatibilidad completa entre los incentivos contenidos en las metodologías para la determinación de la remuneración regulada de inversiones y la de gastos en AOM es realmente un tema complejo desde el punto de vista técnico cuando se utilizan planes de inversiones como un elemento del primera tipo de métodos. Algunas alternativas conceptualmente posibles como, utilizar metas de gastos de AOM basadas en valores reportados en los propios planes⁹³, encuentran dificultades para la aplicación práctica.*

No obstante, la propuesta de la Resolución CREG 179/2014 cuenta con otros ítems que

⁹³ Admitiéndose que un plan técnicamente razonable que indique incremento en inversiones, particularmente en nuevas tecnologías capital-intensivas, también proyectará una reducción de los gastos de AOM.

apunta a obtener un balance y compatibilización entre los incentivos contenidos en las metodologías para la determinación de la remuneración regulada de inversiones y la de gastos en AOM, lo que constituye un punto positivo.

4.3.3 Estructura de incentivos

4.3.3.1 Ingreso anual por incentivos

Uno de los componentes de los ingresos anuales totales reconocidos para el OR se denomina *ingresos obtenidos por incentivos* y consiste de la suma de:

- Ingreso por incentivos asociados con eficiencia en las inversiones;
- Ingreso por incentivos asociados con la eficiencia en AOM;
- Ingreso por incentivos asociados con la calidad del servicio.

Las reglas básicas para definición de estos ingresos se presentan a continuación:

- a) Ingreso por incentivos asociados con eficiencia en las inversiones
Estos incentivos solamente aplican para OR que cuenten con un plan de inversiones aprobado por la CREG.
Básicamente, se determina incentivos monetarios proporcionales a la capacidad del OR de reducir los desembolsos efectivamente verificados en cada uno de los años de un período tarifario, teniendo los valores declarados en su plan de inversiones como referencia.
Detalles se presentan en el ítem 5.1 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.
- b) Ingreso por incentivos asociados con la eficiencia en AOM
Básicamente, se determinan incentivos proporcionales a la capacidad del OR de reducir los gastos en AOM efectivamente verificados en cada uno de los años de un período tarifario, teniendo como referencia los valores reconocidos de AOM indicados en la sección 3.2 ver Remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento.
Detalles se presentan en el ítem 5.2 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.
- c) Ingreso por incentivos asociados con la calidad del servicio
Básicamente, se determinan incentivos proporcionales a la capacidad del OR de alcanzar indicadores de desempeño relativos a la calidad del servicio (la calidad media, de acuerdo con lo explicitado en la sección 6.2.3.4 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014) mejores o peores que metas fijadas por el regulador. Las metas se fijan⁹⁴ para índices de duración (SAIDI) y de frecuencia (SAIFI) de interrupciones.
Si el desempeño está dentro de una banda de tolerancia, los ingresos por incentivos asociados con la calidad del servicio son nulos. En los casos en que los índices de interrupción sean inferiores (buen desempeño) o superiores (mal desempeño) que los límites de la banda de tolerancia, se aplican incentivos positivos y negativos, respectivamente.

⁹⁴ Conforme el ítem 6.2.3.2 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, “el establecimiento de estas metas será el resultado de un estudio de la CREG que considera, además de las características físicas y eléctricas de los circuitos de cada OR, la ubicación de éstos y sus transformadores en los diferentes grupos de calidad [...] y la calidad inicial que estime la CREG con base en los reportes de calidad realizados por el OR al SUI durante el año 2013”. Considerar características ambientales particulares de cada región es importante en el contexto de este proceso regulatorio – y también en conformidad con los incentivos para el desarrollo de tecnologías de RI, así como para cualesquier otras soluciones tecnológicas, de forma a alcanzar incentivos de despliegue de tecnologías ajustados a contexto regionales y óptimos desde un punto de vista global.

Detalles se presentan en el ítem 5.3 y el ítem 6.2.3.4 de la Resolución CREG 179/2014.

Tema 31 – Ingreso anual por incentivos y estructura de incentivos

- *La aplicación de los incentivos presentados en esta sección es un ítem relevante en el contexto de despliegue de nuevas tecnologías (equipos y sistemas) relacionados con ADA – una de las tecnologías de RI identificadas como relevantes para Colombia.*
- *Por un lado, el mecanismo incentiva la distribuidora a adoptar nuevas tecnologías que le permitan alcanzar valores efectivos de inversión, AOM y calidad menores a los indicados en el plan. Con esto, se les brinda a los agentes incentivos para la innovación tecnológica.*
- *Por otro lado, el problema de asimetría de información⁹⁵, especialmente con respecto a las inversiones en nuevas tecnologías, puede representar dificultades para la aplicación del mecanismo por el regulador, si la distribuidora busca explorar dichas asimetrías al definir los valores de inversión de referencia del plan.*

Sin embargo, el hecho de que los valores de inversiones efectivamente alcanzadas necesitan ser reportado al regulador para la aplicación del mecanismo⁹⁶ reduce las oportunidades para la exploración de asimetrías de información en el largo plazo.

- *Hay obviamente una relación importante entre las clases de incentivos. Por ejemplo, después de aprobado el plan del OR y determinados los valores de referencia de inversiones, soluciones de expansión y operación del sistema más capital-intensivas tendrán un impacto negativo sobre el incentivo, pero impactarán de manera positiva los incentivos relativos a gastos de AOM, y vice-versa.*

Debido a la relación entre los incentivos, se debe evaluar cuidadosamente la flexibilidad de este sistema de incentivos para permitir la optimización de la relación entre soluciones de capex y opex una vez que un plan de inversiones sea aprobado, especialmente considerando la incertidumbre sobre los impactos sobre las relaciones de costos de las dos clases de evolución tecnológica y de modelos de negocio en un contexto de RI.

4.3.3.2 Otros incentivos relacionados a la calidad del servicio

La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 cuenta con otros incentivos relacionados a la calidad del servicio.

Estos incluyen:

- Para activos de los STR, compensaciones calculadas conforme el ítem 6.1 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 cuando la indisponibilidad supera valores máximos regulados, que se descuentan del ingreso mensual de cada OR;
- Para activos de los SDL, un esquema de compensaciones a los usuarios, el cual busca garantizar un nivel mínimo de calidad individual y disminuir la dispersión de la calidad prestada por el OR en torno a la calidad media⁹⁷. Estas se calculan y aplican durante el proceso de facturación de los usuarios conforme especificado en el ítem 6.2 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.

⁹⁵ En economía y teoría de contratos, el concepto de *asimetría de información* se refiere a situaciones en que una de las partes involucradas en una transacción o proceso de toma de decisión tiene más información, o información de mejor calidad, que la otra. Detalles sobre este concepto están disponibles en [56] y [57], por ejemplo.

⁹⁶ Así como el regulador tiene acceso también a los valores *efectivos* de gastos de AOM y los índices de desempeño relativos a la calidad del servicio.

⁹⁷ Además, se informa en el ítem 6.2 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 que: “la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones descrito en este numeral no limita los derechos de los usuarios para reclamar ante el OR los perjuicios causados por la discontinuidad del servicio”.

Un punto importante se refiere a la exclusión de interrupciones, para fines de cálculo de valores verificados de los indicadores de calidad individual (y media), de eventos relacionados a la ejecución de planes de modernización de subestaciones. Según lo esperado, suspensiones de servicio asociadas a trabajos de modernización en subestaciones que sean parte del plan de inversiones de reposición tecnológica previamente aprobado por la CREG serán excluidas si los cortes programados han sido previa y oportunamente informados a las autoridades competentes y a los usuarios afectados.

Mecanismos como este son importantes para garantizar la viabilidad de implantación de nuevas tecnologías, incluyendo ADA en el contexto de desarrollo de RI.

Otro punto importante se refiere a los *contratos de calidad extra*. Se reproduce en el cuadro siguiente el extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 que trata este aspecto.

**Tema 32 – Transcripción de extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77]:
*contratos de calidad extra***

El usuario que lo requiera podrá solicitar al OR la realización de un contrato de calidad extra, mediante el cual las partes acordarán los valores máximos de duración y frecuencia de las interrupciones que el OR se comprometerá a brindarle en forma adicional a los mínimos garantizados establecidos por la regulación, la forma en que el usuario pagará por esta calidad adicional y las compensaciones que se generarán por el incumplimiento.

La negociación de estos contratos considerará la posibilidad de realizar un acuerdo de mayor pago por el servicio de distribución a cambio de garantizar las mejores condiciones de continuidad acordadas.

Los acuerdos objeto de estos contratos deben tener en cuenta que en todo caso el OR deberá cumplirle al usuario los estándares mínimos garantizados de que trata el numeral 6.2.4.2 y las compensaciones que de estos se derivan, por lo que el acuerdo que se haga en el contrato de calidad extra será por la diferencia entre los niveles mínimos garantizados y los nuevos valores que se acuerden entre el OR y el usuario.

Para el efecto, dentro un término máximo de seis meses, contados a partir de la entrada en vigencia de esta resolución, cada OR deberá adoptar un procedimiento para la solicitud y acuerdo final de este tipo de contratos, el cual deberá ser informado a cada uno de los clientes y publicados en su página de internet en forma visible y de fácil acceso para todos los usuarios. Copia de las solicitudes y el resultado de las negociaciones deben ser enviados a la CREG y a la SSPD.

En el cuadro abajo, se presenta consideraciones sobre los incentivos descritos en esta sección.

Tema 33– Otros incentivos relacionados a la calidad de servicio

- *Las disposiciones sobre contratos de calidad extra presentan oportunidades interesantes a las distribuidoras en un contexto de despliegue de tecnologías de RI. Algunas de las más importantes se relacionan al proceso de negociación del contrato con el usuario y la identificación de preferencia de precios y calidad de servicio.*

La revelación de preferencias del usuario es particularmente relevante en un contexto en que:

- (iii) *Los requisitos de usuarios con respecto a la confiabilidad de suministro pueden cambiar rápidamente, debido a nuevas tecnologías del lado del consumidor; y*
- (iv) *Nuevas tecnologías – por ejemplo, las tecnologías de ADA en el contexto de despliegue de RI – ofrecen a la distribuidora buscar nuevos puntos de equilibrio entre confiabilidad de red e inversiones en activos.*

La información descubierta en el proceso de negociación puede ayudar a la distribuidora a desarrollar nuevas estrategias de negocio y también concebir nuevos productos o servicios

que, siempre que la regulación lo permita, podrá ofrecer al usuario en un futuro próximo. Estos nuevos servicios y modelos de negocio pueden ser importantes para garantizar que las empresas desempeñen un rol relevante para los usuarios cuando tecnologías de autogeneración y almacenamiento distribuido cambien los perfiles de uso del sistema, pero posiblemente no la demanda de confiabilidad y disponibilidad de la red de distribución como recurso para garantizar el suministro confiable de energía para usos finales.

Por otro lado, bajo un esquema regulatorio en que planes de inversión tienen un papel importante, la distribuidora podrá utilizar la información descubierta a través del proceso de negociación para buscar adaptar sus decisiones (y consecuentemente el equilibrio entre capex, opex, tarifas finales y calidad de servicio) a los requisitos del consumo final.

De hecho, el proceso de presentación y aprobación del plan por el regulador ofrece también al regulador la posibilidad de descubrir de la información recolectada por la distribuidora de modo indirecto y sin un proceso excesivamente invasivo (que podría imponer barreras a la innovación por parte de distribuidoras y clientes), como el que ocurriría si el regulador opta por imponer límites estrictos y procedimientos y reglas estándar para los contratos de calidad extra.

Antes de concluir esta sección, cabe resaltar que incentivos para la reducción de pérdidas, incluyendo el proceso de cálculo de metas, han sido tratados en forma resumida en la sección 4.3.2.1 de este documento.

4.3.3.3 Remuneración de otras actividades distintas a la distribución de energía eléctrica

La propuesta de metodología del documento en consulta Resolución CREG 179/2014 incluye, en la definición del ingreso anual total del nivel de tensión 1 de cada OR, un ajuste por *otros ingresos* obtenidos por la exploración de los activos remunerados mediante cargos, para otras actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica.

Específicamente, el ajuste se hace conforme indicado en el cuadro siguiente, que trae la transcripción del texto inicial del ítem 2.1.4 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014⁹⁸.

Tema 34 – Transcripción de extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77]: ajuste por otros ingresos

El LAC calculará el ingreso anual total del nivel de tensión 1 de cada OR así:

$$IAT_{j,1,t} = IA_{j,1,t} + \sum_{p=1}^P IA_{j,1,p,t} + IAINC_{j,n,t}$$

Donde:

$IAT_{j,1,t}$:	Ingreso anual total del OR j, en nivel de tensión 1 en el año t, en pesos.
$IA_{j,1,t}$:	Ingreso anual del OR j, en nivel de tensión 1 en el año t, en pesos; sin incluir los activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional.
$IA_{j,1,p,t}$:	Ingreso anual del OR j, en el nivel de tensión 1, aplicable en el municipio p,

⁹⁸ El tema también guarda relación con el capítulo 4 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, *Ingreso Anual por Gastos de AOM*, donde se especifica que:

“Dentro de los costos y gastos AOM a reconocer en la actividad de distribución de energía eléctrica no deben incluirse valores que correspondan con los siguientes conceptos, sin perjuicio que la CREG defina otros en resolución aparte:

- asociados con otras actividades de la cadena de prestación del servicio.
- asociados con los servicios prestados a otros OR.
- asociados a activos de conexión de usuarios de los STR o SDL. [...]
- asociados con servicios prestados a terceros. [...]

	en el año t , en pesos.
$IAINC_{j,n,t}$:	Ingreso anual por incentivos del nivel de tensión n , con n igual a 1, del OR j , en el año t , según lo establecido en el capítulo 5.
P :	Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 1.
Con:	
	$IA_{j,1,t} = [IAA_{j,n,t} - IRM_{j,n,t-1} - \sum_{p=1}^P IA_{j,p,n,t} - OI_{j,1,t-1}] * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$
Donde:	
$IA_{j,1,t}$:	Ingreso anual del OR j en el nivel de tensión 1.
$IAA_{j,n,t}$:	Ingreso anual por inversión del OR j en activos del nivel n , con n igual a 1, en el año t , según lo establecido en el capítulo 3.
$IRM_{j,n,t-1}$:	Ingreso del OR j , en el nivel de tensión n , con n igual a 1, en el año $t-1$, en pesos, recibido por concepto de migración de usuarios a niveles de tensión superiores o por respaldo de red según lo establecido en los capítulos 11 y 12.
$IA_{j,p,n,t}$:	Ingreso anual del OR j en el municipio p , del nivel de tensión 1 del año t . Se calcula de la misma forma que la variable $IA_{j,n,t}$ para remunerar de forma exclusiva los activos construidos con base en lo ordenado por autoridades judiciales o autoridades municipales, departamentales o nacionales.
$OI_{j,1,t-1}$:	Otros ingresos por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica en el año $t-1$. Corresponde al 50 % del valor de los ingresos anuales obtenidos por el OR por la explotación de los activos remunerados mediante cargos por uso en actividades distintas a la de distribución de energía eléctrica durante el año anterior. En caso que no se reporte dicho valor al LAC, se tomará el 120 % del valor más alto reportado por todos los OR.
P :	Total de municipios atendidos por un mismo OR donde se presentan activos construidos con base en ordenamientos judiciales o efectuados por la administración local, departamental o nacional en el nivel de tensión 1.
IPP_{m-1} :	Índice de precios al productor total nacional correspondiente al mes $m-1$.
IPP_0 :	Índice de precios al productor total nacional de la fecha de corte.

La fórmula anterior resulta en que la porción de los *otros ingresos* que efectivamente son capturados por la distribuidora es de un 50% (debido a la sustracción de 50%). En términos prácticos, esto significa que mitad de los ingresos originados en otras actividades distintas a la distribución de energía eléctrica (*otras actividades*, en el restante de esta sección) son compartidas con los consumidores.

Conforme indicado en la Revisión de Experiencias e ilustrado por la experiencia brasileña con el REPUBL, la determinación de la porción de los ingresos compartidos con consumidores es una decisión regulatoria que puede afectar el despliegue de determinadas tecnologías (por ejemplo, sistemas de telecomunicación). Particularmente relevante en el contexto que se discute es la posibilidad que se considere, a través de políticas inter-sectoriales, que las distribuidoras sean consideradas como vectores de desarrollo de infraestructura de telecomunicación.

Considérese un ejemplo ficticio, en un contexto de desarrollo de RI que se busque una extensión del concepto hasta el desarrollo de *ciudades inteligentes*. En este ejemplo, se considera una política inter-sectorial (eventualmente una política conjunta de los sectores de

energía eléctrica, telecomunicaciones, transporte y planeación urbana) que incentive las distribuidoras a actuar como vectores del despliegue de infraestructura de telecomunicaciones para: (i) transporte de datos para soporte al desarrollo de *ciudades inteligentes*; (ii) o también de masificación de acceso a banda ancha. Naturalmente esta es una decisión de política intersectorial, que excede el contexto del análisis enfocada en el sector de electricidad de este informe.

Sin embargo, con relación a la regulación de estos *otros ingresos*, se puede considerar las consideraciones y el diagnóstico del siguiente cuadro.

Tema 35 – Tratamiento regulatorio de otros ingresos

- *La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 parece especificar un tratamiento uniforme de los otros ingresos relacionados a todas las otras actividades no estrictamente relacionadas a la distribución de energía eléctrica, con un factor único de 50% para definición de la porción de otros ingresos compartidos con consumidores.*
- *Los dos últimos comentarios presentados en el Tema en lo tratado para “Remuneración de otras actividades distintas a la distribución de energía eléctrica” incluyendo la recomendación sobre la evaluación inter-sectorial integrada de la estructura de incentivos – se aplican aquí, de manera absolutamente análoga a lo que fue presentado en aquella sección.*

4.3.4 Estructura de cargos

4.3.4.1 Cargos monomios (no horarios)

La metodología propuesta en el documento en consulta de Resolución CREG 179/2014 establece que los cargos por uso (remuneración de la actividad de distribución) tienen las siguientes características básicas⁹⁹:

- Los cargos son estrictamente monomios y *volumétricos*¹⁰⁰ para usuarios conectados a redes en todos los niveles de tensión.
- Los cargos tienen una estructura vertical *jerárquica* que reproduce el flujo de energía en una red estrictamente importadora – es decir, los cargos de un usuario que se conecte a una red en un nivel de tensión inferior incorporan componentes referentes a los niveles de tensión superiores.
- Los cargos monomios son determinados mensualmente.
- En cada mes y para cada nivel de tensión, acorde con el instrumento de ingreso máximo (utilizado para todos los niveles de tensión bajo las disposiciones de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014), se determina la tarifa volumétrica básicamente por la razón entre los requisitos de ingresos reconocidos por el regulador y asociados a aquel nivel de tensión y la energía de salida del sistema (determinada como la energía de entrada descontada de un índice de pérdidas regulado). El entendimiento de los consultores es que el cálculo se hace *ex post* y con las mediciones efectivas de la energía de entrada a las redes en cada nivel de tensión.

No está enteramente claro para los consultores cual es la metodología de determinación de los cargos de uso a ser pagados por usuarios que representan *generadores*¹⁰¹ conectados a la red

⁹⁹ Una descripción detallada está disponible en el ítem 1 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.

¹⁰⁰ Ver definición del termo *volumétrico* en la sección 0.

de distribución. En el caso se apliquen cargos idénticos a aquellos calculados por el proceso con las características básicas indicadas en la enumeración anterior, pueden haber problemas teóricos:

- (i) En redes en que el monto total de generación y el perfil temporal de inyección de potencia a la red resulte comprobadamente en reducciones de la carga de activos en niveles de tensión superiores (redes estrictamente *importadoras*), una estructura vertical de cargos estrictamente *jerárquica* resulta en incentivos sub-óptimos, puesto que la inyección de potencia local resulta en reducción de la demanda por capacidad de transporte de potencia por los niveles de tensión más altos;
- (ii) Sin embargo, en redes en que el monto total de generación y su perfil temporal de inyección de potencia a la red resulte comprobadamente en aumentos de la carga de activos en niveles de tensión superiores (redes estrictamente *exportadoras*), una estructura vertical de cargos estrictamente *jerárquica* no trae inconsistencias significativas en el sistema de incentivos.

Sin embargo, pueden existir, dependiendo de las características de la red, dificultades en clasificar redes (o subsistemas con redes en determinados niveles de tensión) como *estrictamente* importadoras o exportadoras y, consecuentemente, decidirse por la adecuación de la utilización de una estructura estrictamente *jerárquica* con respecto a los niveles de tensión.

Existen diferentes metodologías para tratar el problema – a las cuales están asociados diferentes requisitos de información y, por lo tanto, de disponibilidad de infraestructura de medición y sensores.

Según el entendimiento de los consultores, los cargos son pagados por los comercializadores a los OR por cada kWh transportado en el nivel de tensión correspondiente y son trasladados a los usuarios regulados y no regulados.

Sobre el carácter monomio y volumétrico de los cargos, se resalta el siguiente extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014:

“Mientras la fórmula de cálculo del costo unitario de prestación del servicio cuente con una sola variable para reflejar los costos de distribución, dicha variable será el resultado de [...]”

Los consultores entienden que, aunque la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 especifique estrictamente cargos monomios y volumétricos para todos los niveles de tensión, el extracto anterior expresa al menos una disposición de la CREG de, en un momento futuro, cambiar las modalidades de cargos para incluir otras posibilidades – otras *variables para reflejar los costos de distribución* (determinantes de pago y facturación). Este entendimiento resulta de la palabra “mientras” en la expresión anterior.

Tema 36 – Cargos monomios (no horarios)

- *La existencia solo de cargos monomios, sin alguna opción de migración (opcional u obligatoria) a cargos con otros determinantes de pago y facturación (por ejemplo, un pago con base en la demanda de potencia) no es estrictamente la opción más adaptada al despliegue de tecnologías de RI. Conceptualmente, esto puede resultar en fenómenos que incluyen subsidios cruzados*

¹⁰¹ Se está discutiendo aquí estrictamente generadores, no incluyendo autogeneración.

entre determinadas clases de usuarios (incluyendo entre aquellos que utilizan y aquellos que no utilizan generación behind-the-meter u otras tecnologías de RI como vehículos eléctricos) o mismo exposición de la distribuidora a riesgos de oscilación de ingresos – este último factor rigurosamente no se aplica en el caso de regulación por ingresos máximos y en que los cargos de uso sean determinados ex post mensualmente y con base en datos verificados.

- Sin embargo, los consultores entienden que, para usuarios de redes en niveles de tensión más bajos, la opción por cargos estrictamente monomios y volumétricos fue hecha debido a las características de los sistemas de medición actualmente en uso en Colombia.

Además, el extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 reproducido anteriormente parece indicar que existe una disposición del regulador de, en un momento futuro, cambiar las modalidades de cargos para incluir otras posibilidades (presumiblemente, incluyendo pagos basados en demandas de potencia o cargos binomios).

Al principio, el mecanismo de presentación y aprobación de planes de inversión, incluyendo planes de renovación tecnológica (según lo descrito en la sección 0), podría ser utilizado por distribuidoras se coordinaren con comercializadoras para introducir sistemas de medición – incluyendo tecnologías de RI – que ofrezcan soporte a la aplicación de otras modalidades de cargos.

No obstante, es importante que la regulación ofrezca a la distribuidora la oportunidad efectiva y los incentivos para proponer estas nuevas modalidades¹⁰². No está enteramente claro si este es el caso de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.

- Para usuarios de redes en niveles de tensión más elevados (por ejemplo, los niveles 2, 3 y 4 en Colombia), la opción por la introducción de modalidades diferenciadas de cargos puede ser más atractiva desde el punto de vista técnico-económico, puesto que el número de consumidores (y, por lo tanto, de sistemas de medición) que se tiene que modificar es típicamente menor que en sistemas de menor tensión. Además, los montos de carga por consumidor son comparativamente mayores, lo que implica en relaciones de costo-beneficio más atractivas desde el punto de vista sistémico.
- Como se mencionó, la combinación de regulación por ingresos máximos y la determinación mensual y ex post, con base en datos verificados de energía, de los cargos de uso mitiga riesgos de desbalances entre ingresos regulados autorizados al OR y valores efectivamente recaudados de los usuarios.

Este es un punto positivo en un contexto de despliegue de ciertas tecnologías y soluciones de RI que impliquen en incrementos de la volatilidad de los montos de energía que sirven como determinantes para los pagos. Mitigar los riesgos de desbalances reduce el riesgo no gestionable del OR y reduce los costos de acceso a capital.

- Finalmente, se enfatiza que no está enteramente claro para los consultores cual es la metodología de determinación de los cargos de uso a ser pagados por usuarios que representan generadores conectados a la red de distribución. Aquí se aplican los comentarios ya indicados en el texto principal.

4.3.4.2 Cargos monomios horarios

En el ítem 10 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, se presenta la metodología para la definición de cargos monomios horarios.

¹⁰² Y ofrezca también directivas claras sobre cómo ocurrirá la asignación de los costos de la nueva infraestructura de medición que ofrezca soporte a las nuevas modalidades de pagos.

La aplicación de la metodología se inicia con la medición de las curvas de carga para determinación de cargos horarios. La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 especifica lo siguiente [51]:

“Las curvas de carga deben reflejar el uso real que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada nivel de tensión.

Para obtener las curvas de carga típicas por nivel de tensión, los OR deben determinar el uso que los usuarios hacen de los sistemas eléctricos en cada uno de los niveles de tensión.

Para el nivel de tensión 1, las curvas pueden realizarse por muestreo de carga en los transformadores de distribución. El método utilizado para elaborar este tipo de curvas es decisión de cada empresa, el cual debe ser sustentado en documento aparte.”

Se resalta que el extracto anterior indica que las curvas de carga utilizadas en el proceso son *típicas* y que la determinación de estas curvas típicas para el nivel de tensión 1 (baja tensión, inferior a 1kV) se *pueden* (pero no se *deben*, ya que el método es una decisión de cada empresa) realizar por muestreo en transformadores de distribución. Estos ítems serán importantes en el análisis del Tema , al final de esta sección.

La descripción de la metodología procede entonces con la determinación de los períodos de carga máxima, media y mínima, en función de la curva de carga típica estimada para cada nivel de tensión. El criterio para determinar estos períodos de carga se basa en el porcentaje de carga que se presenta en el sistema en una hora particular, referida a la carga máxima de la curva de carga. La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 especifica lo siguiente [51]:

“Los porcentajes recomendados para establecer estos períodos son los siguientes:

- a. Período de carga máxima: horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 85 % de la potencia máxima.*
- b. Período de carga media: horas en las cuales el porcentaje de carga es mayor al 48 % y menor o igual al 85 % de la potencia máxima.*
- c. Período de carga mínima: las demás horas del día no consideradas en los períodos de carga máxima y media.”*

Finalmente, con los períodos de carga máxima, media y mínima disponibles, los cargos horarios se calculan por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC¹⁰³). La Propuesta de Resolución CREG 179/2014 especifica lo siguiente [51]:

“Los cargos para un nivel de tensión particular se calculan a partir del cargo acumulado, calculado para ese nivel de tensión, con las siguientes consideraciones:

- a. Para la condición inicial, los costos que recupera la empresa utilizando los cargos monomios horarios son iguales a los que recupera con el cargo monomio.*
- b. Por definición de la Comisión, los cargos monomios horarios son proporcionales a la potencia promedio de cada período de carga.”*

Detalles sobre la formulación matemática para la aplicación de esta metodología están disponibles en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014.

Los consultores entienden que se especifica en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 el cálculo de cargos horarios en repuesta a la directriz establecida en el Decreto 2492/2014 [68], de

¹⁰³ Entidad encargada de la liquidación y administración de cuentas de los cargos por uso de las redes del sistema interconectado nacional que le sean asignadas y de calcular el ingreso regulado de los transportadores, de acuerdo con las disposiciones contenidas en la regulación vigente.

que la "CREG deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivar económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación de servicio". Este decreto también establece que las tarifas horarias y demás opciones tarifarias (presumiblemente, otras que no el cargo monomio no horario) solo aplicarán a los usuarios que cuenten con equipo de medida necesario para su implementación.

Los consultores no pudieron localizar en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 cualquier instrucción sobre la futura introducción obligatoria u opcional de modalidades de cargos para consumidores.

Tema 37– Cargos monomios horarios

- *La metodología para el cálculo de cargos monomios horarios descrita en esta sección es internamente consistente, aunque simplificada. La directiva del Decreto 2492/2014 que sólo se aplique precios horarios a usuarios con equipos de medida que atienden a requisitos técnicos mínimos es acertada (se debe poder al menos medir el consumo en los tres periodos indicados en esta sección). Aunque los señales de precio contenidos en cargos monomios horarios tengan calidad superior a aquellos de cargos monomios no horarios para diversas aplicaciones, su uso no substituye totalmente cargos basados también en mediciones de demanda de potencia (capacidad) para efectos de asignación de costos.*
- *Comentarios análogos a los del Tema se aplican en este caso. En particular, el despliegue de tecnologías de RI (notablemente las de AMI) pueden traer soporte para la mejora del proceso de cálculo de cargos horarios con impacto relevante para algunos procesos. Por ejemplo, pueden permitir el cálculo de precios para más que apenas tres periodos de precios (carga máxima, media y mínima) para aplicaciones que requieran valores calculados efectivamente para cada hora del día, o con mayor frecuencia.*

Naturalmente, la implementación de AMI – particularmente, de contadores inteligentes con funcionalidades de medición de consumo horario y comunicación de tarifas horarias al usuario – es un requisito para la implementación de tarifas horarias o de otras modalidades tarifarias que eviten fenómenos indeseables como subsidios cruzados entre determinadas clases de usuarios (conforme indicado en el Tema) o también un incremento de la exposición de distribuidoras a riesgos remuneración (como indicado en el Tema). Evitar estos fenómenos y garantizar una asignación eficiente de riesgos es un requisito para que todos los agentes involucrados, incluyendo distribuidoras y usuarios, perciban incentivos para el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI (principalmente aquellas adoptadas como resultado de decisiones de los usuarios de la red, como autogeneración distribuida, vehículos eléctricos y respuesta de demanda) en niveles óptimos desde el punto de vista de la sociedad.

En este contexto, la posibilidad de que cada empresa especifique y sustente su propio método para la determinación de curvas de carga del nivel de tensión 1 puede, en principio, presentar una oportunidad para el despliegue de tecnologías de sensores y/o medición, considerada en conjunto con la posibilidad de que los OR presenten un plan de inversión para renovación tecnológica. Es posible que los OR presenten al menos proyectos pilotos de despliegue de tecnologías específicas de sensores y/o medición indicando entre sus motivaciones mejoras en la medición de curvas de carga para el proceso de cálculo de cargos horarios.

El mecanismo de presentación y aprobación de planes de inversión, incluyendo planes de renovación tecnológica (conforme descrito en la sección 3.3. –Base Regulatoria de Activos), podría ser utilizado por distribuidoras para introducir sistemas de medición que ofrezcan soporte a cálculos de ese tipo. No obstante, es importante que la regulación ofrezca a la

distribuidora la oportunidad de efectivamente proponer estas mejoras, si son consideradas relevantes.

4.3.4.3 Cargos por respaldo de la red

Se analiza este ítem en el capítulo 4 de este informe, por entenderse que los cargos por respaldo de la red definidos en el ítem 11 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 se aplican a autogeneradores (de gran escala, conforme discutido en el capítulo 5) que, según las directivas de la Resolución CREG 024/2015, deben celebrar contratos de respaldo.

4.4 Tasa de Descuento Regulada para la Actividad de Distribución

La metodología actual para definición de la tasa de descuento para uso en procesos de regulación de la actividad de distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional colombiano¹⁰⁴ es definida en la Resolución CREG 095/ 2015 [52].

El proceso definido es básicamente una aplicación de las metodologías de *Weighted Average Cost of Capital (WACC)* y *Capital Asset Pricing Model (CAPM)*, con las particularidades de que:

- (i) El coeficiente *beta* utilizado en las ecuaciones básicas del método para el cálculo del costo del capital propio se refiere, según el entendimiento de los consultores, a industrias de red del mercado de referencia estadounidense; y
- (ii) Este hecho es compensado con un ajuste con la adición de una prima por diferencias entre el esquema de remuneración del mercado de referencia (estadunidense) y el colombiano para cada actividad.

Según el entendimiento de los consultores, una prima se calcula *separadamente* para cada una de las actividades reguladas¹⁰⁵ y considerando de alguna manera las particularidades del esquema de remuneración del contexto colombiano. No se encontró un documento con la indicación de la metodología general para el cálculo de las primas, y se presume que instrumentos regulatorios serán emitidos por separado para cada actividad regulada¹⁰⁶.

Cómo no se encontró la metodología para la definición de la prima para el caso específico de la actividad de distribución, se admite que CREG tiene libertad para en el futuro definir dicha metodología y ajustarla según sea necesario, y por lo tanto no se presentan comentarios acerca de la metodología de determinación del *costo de capital propio* utilizado para la definición de la tasa de descuento de la actividad de distribución de energía eléctrica.

En este contexto, se coloca un único comentario con relación a la metodología para la definición de la *tasa de descuento regulada* para la actividad de distribución, dentro del contexto de despliegue de tecnologías de RI. Este es indicado en el cuadro siguiente.

¹⁰⁴ Y también para las actividades las actividades de transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas.

¹⁰⁵ Es decir, separadamente para distribución de energía eléctrica, para transmisión de energía eléctrica, distribución de gas natural, etc.

¹⁰⁶ Por ejemplo, la Resolución CREG N° 096/2015 define el valor de esta prima (y consecuentemente el valor la tasa de descuento regulada final) para la actividad de distribución de gas combustible.

Tema 38– Tasa de descuento regulada para la actividad de distribución

- *Según el entendimiento de los consultores, se considera sólo una única estructura de capital para todas las actividades reguladas para las cuales se aplica la metodología de la CREG 095/2015 para definir la tasa de descuento: transporte de gas natural, distribución de gas combustible, transporte de GLP por ductos, transmisión y distribución de energía eléctrica en el sistema interconectado nacional, y generación y distribución de energía eléctrica en zonas no interconectadas.*

Dicha estructura de capital tiene una participación de deuda de 40%.

En el contexto de despliegue de tecnologías de redes inteligentes, hay en principio dificultades en fijar a priori un conjunto de valores único para la estructura de capital de todas las actividades de red, especialmente si este valor corresponde a un tipo de promedio para diversas industrias.

El contexto de desarrollo y despliegue de tecnologías y soluciones de redes inteligentes trae incertidumbres relevantes con relación al volumen de inversiones de distribuidoras y al perfil técnico de estas inversiones. Si las inversiones en tecnologías de RI se incrementaren significativamente y pasaren a constituir una porción significativa de las inversiones totales de la distribuidora, pueden cambiar significativamente la demanda total de capital de la distribuidora y con esto eventualmente impactar la participación de deuda en la estructura de capital.

Por este motivo, en un contexto en que por un lado se incentive el despliegue de RI y por otro existan incertidumbres relevantes sobre el ritmo de este despliegue, puede ser necesario distinguir explícitamente entre la actividad de distribución (y también en la transmisión) y otras industrias de red, evitando la determinación de parámetros únicos para todas las industrias.

5. Integración de energías renovables no convencionales al sistema colombiano, con enfoque en generación distribuida

5.1 Histórico de documentos regulatorios relevantes

Los análisis de este capítulo se enfocan en las directivas para integración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) introducidas por la Ley 1715/2014 [58] y el Decreto 2649/2014 [59], con enfoque en generación distribuida, particularmente aquella de pequeña escala que se integraría a las redes de distribución¹⁰⁷.

Según el entendimiento de los consultores, no ha sido aún emitida en Colombia regulación para la actividad de autogeneración de pequeña escala. Por este motivo, el enfoque de este capítulo se orienta a las disposiciones de la Ley 1715/2014 y del Decreto 2649/2014.

Sin embargo, la regulación para la actividad de autogeneración a *gran escala* ya ha sido emitida – Resolución CREG 024/2015 [63]. Se aborda esta resolución de manera breve en la última sección de este capítulo.

Cabe resaltar, que la Ley 1715/2014 establece que la CREG deberá establecer procedimientos para conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de autogeneración distribuida. Además, la emisión de regulación sobre estos temas hace parte de la agenda regulatoria indicativa de CREG para el año de 2015 [60] y consta también de la agenda para el año de 2016 [61].

En las secciones siguientes de este capítulo, se aborda la Ley 1715/2014 y el Decreto 2649/2014. Las secciones finales incluyen un breve análisis de la Resolución CREG 024/2015 y temas asociados.

5.2 Ley 1715/2014 e integración de energías renovables no convencionales

Al declarar el incentivo al desarrollo de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, la Ley 1715/2014 establece directrices y atribuciones institucionales que impactan la regulación del sector eléctrico.

Algunas de estas directrices tienen potencial impacto sobre el escenario para desarrollo de generación distribuida – particularmente del tipo FNCER¹⁰⁸. La discusión de esta sección se centra en estas directrices.

5.2.1 Atribuciones institucionales

¹⁰⁷ Este enfoque se justifica por que este tipo de generación ha sido identificada como uno de los elementos del concepto y de la arquitectura de RI para Colombia, en la referencia [57].

¹⁰⁸ La Ley 1715/2014 establece, directivas con impactos más generales – por ejemplo, sobre el fomento de investigación y desarrollo, incentivos tributarios y contables y creación de instrumentos de financiamiento. Estas no se tratan en este documento.

Las competencias administrativas atribuidas a la CREG por la Ley 1715/2014 que afectan más directamente el proceso de emisión de regulación para la generación distribuida son las siguientes:

- La CREG debe definir los términos generales para entrega a la red de excedentes de energía eléctrica a partir de autogeneración (incluyendo generación distribuida);
- La CREG debe establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de la autogeneración distribuida, incluso procedimientos simplificados para autogeneradores con excedentes de energía menores a 5 MW;
- La CREG debe definir los términos del código de conexión para generación distribuida.

Competencias institucionales específicas también fueron atribuidas al Ministerio de Minas y Energía (MME) por la Ley 1715/2014. Entre estas competencias, se destaca que MME deberá: (i) expedir los lineamientos de política energética para conexión y operación de la generación distribuida; (ii) establecer reglamentos técnicos que rigen la generación distribuida y la entrega de los excedentes de la autogeneración a pequeña escala en la red de distribución¹⁰⁹; y (iii) realizar programas de divulgación masiva y focalizada sobre la autogeneración de pequeña escala.

Tema 39 – Competencias administrativas atribuidas a la CREG por la Ley 1715/2014

- *Las competencias administrativas atribuidas a la CREG por la Ley 1715/2014 son amplias (debido a formulación generalista del texto) y cubren los procesos relevantes.*

Se enfatiza que, además de temas de carácter económico y comercial más directo, como la determinación de reglas para cálculo de cargos de respaldo, las competencias atribuidas a CREG incluyen aspectos procedimentales/administrativos (por ejemplo, el proceso de presentación y aprobación de pedidos de conexión a redes eléctricas) y técnicos (por ejemplo, las directivas para la preparación de códigos de conexión).

El potencial impacto de temas procedimentales y técnicos sobre la viabilidad y atractividad económica de proyectos de autogeneración distribuida para consumidores en redes de distribución, y también sobre el desempeño técnico y económico del sistema colombiano como un todo, no debe ser subestimado.

Por ejemplo, la definición de requisitos técnicos para la conexión de generadores distribuidos, incluyendo funcionalidades y atributos mínimos de equipos de generación (cómo requisitos de fault-ride-through, características de potencia-frecuencia y soporte de reactivos), tiene impactos: (i) por un lado, sobre la seguridad operativa del sistema eléctrico como un todo, especialmente en un escenario de participación importante de generación distribuida¹¹⁰; (ii) por otro lado, la definición de requisitos técnicos afecta tanto los costos de adquisición de equipos que deben tener en cuenta desarrolladores de generación distribuida como los costos de operadores de red, representando un factor

¹⁰⁹ Esto resultó en la publicación del Decreto 2649/2014, del cual se trata más adelante en esta sección.

¹¹⁰ Como ejemplo, se puede considerar el ocurrido recientemente en Alemania. En julio de 2012, el Ministerio de Justicia alemán emitió el Decreto para Garantizar la Seguridad Técnica y Estabilidad Sistémica de la Red [64], que especificó que operadores de redes de distribución deberían garantizar que los inversores de instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a sus redes fueran equipadas con ciertas funcionalidades requeridas para atender determinados requisitos de respuesta de frecuencia. Estos requisitos no habían sido originalmente incorporados como requisitos técnicos mínimos de conexión en códigos de red de distribución, y la ausencia de las funcionalidades exponía el sistema eléctrico alemán como un todo a grandes riesgos operativos en el caso de disturbios eléctricos. El ajuste de los inversores naturalmente implicó costos significativos (ajustes a más de 315 mil generadores), y a los operadores de red sólo se permitió trasladar 50% de estos costos a las tarifas. Un diseño apropiado de requisitos de conexión y códigos de red puede ayudar a mitigar problemas como este. No es poco común que reguladores establezcan directivas mínimas para códigos de red para la conexión de generación distribuida, y Brasil tuvo recientemente experiencias con el tema [65].

relevante para la asignación de costos y riesgos entre las partes.

- *El entendimiento de los consultores es que la regulación para autogeneradores de pequeña escala y para generación distribuida no ha sido aún emitida en Colombia, lo que en el momento representa una barrera para el despliegue de generación distribuida en redes de distribución.*

Ambos temas (autogeneración de pequeña escala y generación distribuida) constaban de la agenda regulatoria indicativa de CREG para el año de 2015, lo que sugiere que el regulador ya direccionó su atención a este tópico. Sin embargo, el año de 2015 terminó sin la emisión de esta reglamentación, y el tema de autogeneración a pequeña escala ha sido incluido en la agenda regulatoria indicativa de CREG para el año de 2016 [61]

5.2.2 Incentivos indicados en la Ley 1715/2014

La Ley 1715/2014 también establece los términos generales de una estructura de incentivos a ser introducida para las fuentes no convencionales de energía¹¹¹, las fuentes no convencionales renovables, y la autogeneración en particular.

Entre estos incentivos, aquellos que tienen un mayor impacto potencial sobre la regulación de generación distribuida¹¹² basada en FNCER son enumerados a continuación:

- Entrega de excedentes y créditos de energía:
Se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte, una vez que la CREG expida la regulación correspondiente.
Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin. Aquellos autogeneradores que por los excedentes de energía entregados a la red de distribución se hagan acreedores de los créditos de energía, podrán negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos, según las normas que la CREG defina para tal fin.
- Sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala:
Los autogeneradores a pequeña escala podrán usar medidores bidireccionales de bajo costo para la liquidación de sus consumos y entregas a la red, así como procedimientos

¹¹¹ Incluye generación nuclear.

¹¹² Otros tipos incentivos cuyos términos generales son introducidos en la Ley 1715/2014, como incentivos tributarios y contables – por ejemplo:

- Dedución anual de renta equivalente al 50% del total de la inversión realizada en FNCER por los 5 años siguientes al año gravable de dicha inversión;
- Exclusión de IVA para equipos, elementos, maquinaria, servicios destinados a pre-inversión, inversión, producción o utilización de FNCE (incluso FNCER);
- Régimen de depreciación acelerada.

Estos otros incentivos – y también la instrucción para que el MME realice programas de divulgación masiva y focalizada de beneficios de generación distribuida – pueden mejorar el balance económico de la generación distribuida y, por lo tanto, su ritmo de despliegue. Este factor también afecta la regulación: por ejemplo, aquella de la remuneración de la actividad de distribución. Sin embargo, la adaptación de la regulación colombiana a un contexto de mayor participación de generación distribuida (particularmente la renovable) fue ya considerada en los análisis de otras secciones de este documento.

sencillos de conexión y entrega de excedentes para viabilizar la implementación de dichos mecanismos, entre otros, por usuarios residenciales.

- Venta de energía por parte de generadores distribuidos:
La energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta – entre ellos impactos sobre pérdidas evitadas, vida útil de activos de distribución, soporte de energía reactiva, etc. – según la regulación que expida la CREG para tal fin.

Cabe resaltar que se encuentra bajo proceso de consulta pública, al momento de elaboración de este informe, un proyecto de decreto del Ministerio de Minas y Energía para la reglamentación de Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE), cuyos recursos estarían destinados para la implementación de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, promoción de buenas prácticas para el uso de energía, cambio de equipos de uso final de energía (incluyendo proyectos de respuesta de la demanda), entre otros usos indicados en [69].

Tema 40 – Incentivos indicados en la Ley 1715/2014

- *El condicionamiento de entrega de excedentes de generación distribuida de autogeneradores de pequeña escala a la instalación de medición bidireccional es en principio una medida acertada.*

Sin embargo, las opciones para el diseño de mecanismos de compensación de créditos de energía es restringido por la indicación, según el entendimiento de los consultores, de que el único requisito desde el punto de vista del sistema de medición para participación de generación distribuida (al menos para usuarios residenciales) es que los medidores sean bidireccionales.

Medidores con funcionalidades adicionales (por ejemplo, con medición de potencia o medición en escala horaria o sub-horaria) pueden ser requeridos para el diseño de mecanismos más refinados, que envíen señales económicas óptimos a los agentes y eviten distorsiones como subsidios cruzados en la asignación de costos de distribución.

Así, no obstante de que la Ley parece dar gran libertad a CREG en el diseño del mecanismo de remuneración de créditos de energía, puede haber restricciones prácticas a su implementación.

Cabe resaltar, entretanto, que la introducción de esquemas sencillos de compensación de créditos – incluyendo aquellos que introducen incentivos en detrimento de las señales económicas relativas a asignación de costos de red – es común en muchos países, que optan por introducir originalmente estos esquemas sencillos como un incentivo para la etapa en que emergen¹¹³ las tecnologías de generación distribuida. Sin embargo, esquemas intencionalmente simplificados deben ser introducidos con cautela y la regulación para su introducción debe idealmente prever de manera clara la migración a esquemas que brinden señales económicas eficientes – aún que estos requieran una complejidad adicional – en el futuro, de forma a crear expectativas razonables de los agentes y guiar decisiones de inversión en autogeneración distribuída en el largo plazo.

- *Un comentario similar al anterior se aplica a las directivas de la Ley 1715/2014 sobre la venta de energía por parte de generadores distribuida, bajo consideración de beneficios (y presumiblemente una consideración apropiada de costos, aunque no se mencione explícitamente en la Ley), al sistema de distribución.*

La formulación general de la directriz aparenta conferir gran libertad a CREG en la definición del mecanismo regulatorio y comercial, pero su formato efectivo podrá ser

¹¹³ La primera fase del ciclo de vida de tecnologías, que también involucra las fases de crecimiento, madurez y saturación (y declive y saturación).

limitado por las características específicas del sistema de medición que se requiere del agente con generación distribuida.

5.3 Decreto 2469/2014 y lineamientos para entrega de excedentes de autogeneración y límites para autogeneración de gran escala

En respuesta a las directrices de la Ley 1715/2014, el MME publicó en diciembre de 2014 el Decreto 2469/2014, que establece los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

El documento se orienta a la autogeneración de gran escala, introduciendo los siguientes lineamientos para este tipo de generación:

- Simetría en condiciones de participación en el mercado mayorista entre los generadores y autogeneradores a gran escala:
El MME establece que, al expedir la regulación para la entrega de excedentes de autogeneradores de gran escala a la red, la CREG deberá tener en cuenta que estos tengan las mismas reglas¹¹⁴ aplicables a plantas de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía entregada a la red.
- Obligación de suscribir contrato de respaldo con operador de red o transportador:
Los autogeneradores a gran escala deben suscribir un contrato de respaldo con operador de red o transportador al cual se conecten. La CREG establece los lineamientos y contenido mínimo de estos contratos y establece la metodología para calcular los valores máximos de cargos para remuneración de las actividades de transmisión y distribución. Sin embargo, los operadores de red (distribución) o transportadores diseñan los contratos, los cuales serán estándar y publicados en los sitios *web* de las empresas.

Estas y otras directivas del Decreto 2469/2014 son implantadas aplicando la Resolución CREG 024/2015 [63].

Aunque el Decreto 2469/2014 está orientado a la autogeneración de gran escala, el MME estableció que la UPME debería publicar, en un período de seis meses después de la emisión del decreto (la emisión ocurrió en diciembre de 2014), un límite máximo de potencia (capacidad instalada) que marca la distinción entre los generadores de pequeña y gran escala. El decreto también determina que, hasta que este límite no sea publicado, *todos los generadores serán considerados como de gran escala*. El límite ha sido publicado por UPME en Junio de 2015, y fue establecido como 1 MW [66].

Sin embargo, los consultores entienden que no ha sido aún emitida: (i) por el MME, reglamentación con las directivas de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración, similar al Decreto 2469/2014 pero orientada a autogeneración de pequeña escala; o (ii) por CREG, regulación para la autogeneración de pequeña escala, incluyendo la implementación de las directivas de la Ley 1715/2014 mencionadas en la sección 5.2.2.2 - Incentivos indicados en la Ley 1715/2014.

Tema 41 - Decreto 2469/2014 y lineamientos para entrega de

¹¹⁴ Derechos, costos y responsabilidades asignadas en el reglamento de operación, reportes de información, condiciones de participación en el mercado mayorista, en el despacho central y esquema de Cargo por Confiabilidad, entre otros.

excedentes de autogeneración y límites para autogeneración de pequeña escala

- Aún después de la definición, por parte de UPME, del límite máximo de potencia que marca la distinción entre los generadores de pequeña y gran escala, no ha sido definido aún en Colombia el marco de reglamentación y regulación para la generación de pequeña escala.

La ausencia de este marco representa una barrera significativa para el desarrollo de generación de pequeña escala en el país, puesto que sin él no se encuentran definidos los mecanismos exactos que serán presumiblemente implantados en conformidad con las directivas de la Ley 1715/2014 y que afectan el balance económico-financiero de autogeneración distribuida – así como el mecanismo exacto de entrega de excedentes y créditos de energía para autogeneradores a pequeña escala, las características de los sistemas de medición bidireccional y de los mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala, etc.

- Presumiblemente, entre los factores que eventualmente contribuyen para el retraso en la emisión de esta regulación están la complejidad técnica de los estudios de impacto regulatorio para la definición del el tratamiento de la generación de pequeña escala, incluyendo la generación distribuida.

Dicha regulación, si se considera todas las directivas de la Ley 1715/2014 (por ejemplo, el mecanismo de excedentes y créditos de energía, la venta de energía por generadores distribuidos, las directivas para códigos de conexión, etc.), requiere el diseño de reglas con potencial de impactar diversos agentes, incluyendo distribuidoras y los propios usuarios desarrollando proyectos de generación distribuida, y por lo tanto requiere evaluaciones técnico económicas cuidadosas. Problemas con el diseño de la regulación pueden implicar ineficiencias cuyo tratamiento futuro tiene costos altos¹¹⁵.

Procesos como éste son efectivamente intensivos en mano-de-obra y la recomendación es direccionar recursos suficientes al proceso.

5.4 Cargo por respaldo de red

Conforme mencionado en el capítulo 3 de este informe, se pospuso a este capítulo el análisis de los cargos por respaldo de la red definidos en el ítem 11 del documento de Propuesta de Resolución CREG 179/2014.

No obstante los cargos de respaldo calculados según la metodología definida en el ítem 11 de del documento de Propuesta de Resolución CREG 179/2014 se apliquen a autogeneradores de gran escala, se opta por abordar el tema en este capítulo (cuyo enfoque es en autogeneración distribuida conectada a redes de distribución y en autogeneradores de pequeña escala).

La motivación para esta decisión *no* es la discusión del mecanismo de cargos por respaldo de la red para autogeneradores de gran escala *per se*, sino la identificación de algunas de las posibles dificultades en calcular cargos por respaldo para autogeneradores de pequeña escala en cumplimiento a las directrices de la Ley 1715/2014.

Teniendo esto en cuenta, se reproduce a la secuencia el extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 que indica el proceso de determinación y negociación del cargo por respaldo de red para autogeneradores de gran escala.

Tema 42 – Transcripción de extracto de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77]: cargo por respaldo de la red

¹¹⁵ Ver el ejemplo de la nota de rodapié 110.

Los cargos por respaldo de la red son producto de acuerdo entre las partes y su costo es directamente proporcional a la capacidad que se requiere de respaldo y al cargo por uso del nivel de tensión donde se encuentre la conexión a ser respaldada, según la siguiente expresión:

$$CRESP_{u,n} = (T_{m-1} + D_{n,m-1}) * Período * Consumo_u$$

Donde:

$CRESP_{u,n}$: Costo de respaldo de red del usuario u , en COP, a ser descontado del ingreso anual en el nivel de tensión n .

T_{m-1} : Costo por uso del STN, en \$/kWh, vigente para el mes $m-1$ determinado conforme a la metodología vigente, considerando que el mes m es aquel en el que se firma el contrato de respaldo.

$D_{n,m-1}$: Costo por uso de sistemas de distribución, en \$/kWh, correspondiente al nivel de tensión n para el mes $m-1$, considerando que el mes m es aquel en el que se firma el contrato de respaldo.

Período: Tiempo durante el cual se requiere el respaldo de red. El período mínimo es de un año calendario. El primer período de respaldo será igual al período restante del año en que se realice el contrato más el período anual completo del siguiente año.

Consumo $_u$: Es el consumo estimado que se efectuaría en caso de que el usuario se conectara y consumiera energía todo el período a la red. Se debe calcular en kWh - período, en función de la capacidad requerida de respaldo y debe acompañarse de una curva de carga representativa.

Los contratos que se suscriban deben tener en cuenta las siguientes consideraciones mínimas:

- Se debe determinar la capacidad a ser contratada como respaldo de red y debe ser dispuesta en términos de energía, con su correspondiente curva de carga.
- En el caso de que se acuerde un respaldo horario y se requiera respaldo en horas distintas a las contratadas, el OR no será responsable por el suministro de energía y, en caso de requerirse, deberá priorizar el suministro a los demás usuarios.
- Los cargos por uso para el cálculo del valor del respaldo anual son los del STN y los del STR o SDL del nivel de tensión donde se encuentre conectado el usuario que requiere respaldo, del mes inmediatamente anterior al de suscripción del contrato.
- Cuando el usuario que haya contratado un servicio de respaldo de red haga uso de él en el período sujeto de contrato, no pagará cargos por el uso del STN ni del STR y/o SDL por la energía transportada hasta el límite contratado en la vigencia respectiva.

El OR podrá instalar equipos para el control del respaldo otorgado.

Tomando el mecanismo descrito anteriormente como punto de partida para la discusión, el cuadro siguiente analiza algunas posibles dificultades para la regulación de cargos por respaldo para autogeneradores de pequeña escala y en cumplimiento a las directrices de la Ley 1715/2014.

Tema 43 – Cargos por respaldo de red: el caso de autogeneradores de pequeña escala

- En la opinión de los consultores, la existencia de un cargo de respaldo de red para consumidores que se configuran también como autogeneradores de pequeña escala y conectados al sistema de distribución, es una decisión acertada y que cumple con el principio de remunerar el operador de red por el servicio prestado de garantía de capacidad confiable de red para cobertura de los usos finales de energía del usuario.

Estas mejoras en la estructura de tarificación y remuneración de distribuidoras es un paso importante para evitar que el despliegue de tecnologías de RI lleve a fenómenos indeseables como: (i) la existencia de subsidios cruzados entre determinadas clases de

usuarios (por ejemplo, con usuarios que no sean autogeneradores subsidiando la provisión de capacidad confiable de red para usuarios autogeneradores); y (ii) la exposición de distribuidoras a riesgos de remuneración, que incrementa sus costos de acceso a capital e impacten todos los usuarios del sistema. Conforme mencionado en el Tema , evitar estos fenómenos y garantizar una asignación eficiente de riesgos es un requisito para que todos los agentes involucrados, incluyendo distribuidoras y usuarios, perciban incentivos para el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI (principalmente aquellas adoptadas como resultado de decisiones de los usuarios de la red, como autogeneración distribuida, vehículos eléctricos y respuesta de demanda) en niveles óptimos desde el punto de vista de la sociedad.

- En el caso del cargo de respaldo para autogeneración de gran escala indicado en el Tema 5.4 se tiene un valor máximo del cargo que no varía de acuerdo con el volumen de energía requerido por el autogenerador para el respaldo. Esta también es, en la opinión de los consultores, una decisión acertada y conceptualmente extensible para el caso de la autogeneración distribuida de pequeña escala, ya que el servicio prestado por el operador de red es básicamente el de suministro de capacidad confiable de red.

Sin embargo, no está enteramente claro para los consultores como, en el caso del proceso indicado en el Tema 5.4, se determina la "curva de carga representativa"¹¹⁶ para la determinación del valor numérico del cargo. Alternativas para eliminar este problema podrían involucrar la utilización simplemente de la demanda de potencia como variable de base para el cálculo del cargo (lo que entretanto requiere la existencia de contadores que permitan la medición de esta variable y puede representar una dificultad en el caso de agentes conectados al sistema de distribución).

- El procedimiento de determinación del cargo de respaldo para autogeneración de gran escala indicado en el Tema 42 establece un valor máximo, siendo que el cargo efectivo depende de negociación entre el operador de red y el agente. Considerando la escala de los autogeneradores y la alta probabilidad de que las asimetrías de información con respecto al operador de red sean poco significativas, el procedimiento de negociación puede tener beneficios, como facilitar la incorporación en los encargos de un descuento que refleje cualquier tipo de reducción de costos que el distribuidor espere obtener.

Naturalmente, un proceso de negociación para el caso de autogeneradores de pequeña escala conectados a redes de distribución puede no representar una solución regulatoria razonable. Por un lado, no se espera los autogeneradores con este perfil tengan informaciones suficientes para auxiliar su esfuerzo de negociación, y los costos de transacción para estos agentes pueden ser prohibitivos. Por otro lado, el número de autogeneradores de pequeña escala solicitando acceso a la red de distribución puede ser grande lo suficiente para que la necesidad de negociar implique en sobrecarga del equipo de la distribuidora y, consecuentemente, en retrasos en el proceso de conexión a la red.

¹¹⁶ No hay referencia, en el documento Propuesta de Resolución CREG 179/2014, a la definición exacta del concepto de "curva de carga representativa" o del método exacto de obtención de esta curva.

6. Mecanismos de Respuesta de la Demanda

6.1 Histórico de documentos regulatorios relevantes

Los análisis de este capítulo sección se enfocan en:

- Las directrices de la Ley 1715/2014 [58] y del Decreto 2492/2014 [68] sobre mecanismos de respuesta de la demanda, y la implantación de tarifas horarias en respuesta a las directrices del Decreto 2492/2014;
- En el esquema de demanda desconectable voluntaria (DDV, introducido por la Resolución CREG 063/2010 [70]) y en el programa de Respuesta de la Demanda (RD) para el mercado diario en condición crítica (introducido por la CREG 011/2015 [71]).

Además de los documentos mencionados en los ítems anteriores, la documentación relevante asociada al tema incluye los siguientes ítems:

- CREG 071 de 2006: en el documento se estableció la DDV, como un anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad orientado a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme, y se previó la emisión de resolución aparte para el tema;
- CREG 176 de 2009: por la cual se ordenó publicar un proyecto de resolución con el fin de regular la DDV (el proyecto después originaría la CREG 063/2010);
- CREG 203 de 2013: por la cual se modificaron las resoluciones CREG 063 de 2010 y 071 de 2006, en relación con la verificación y liquidación de la DDV, y el cálculo de la disponibilidad comercial dentro de la remuneración real individual diaria del Cargo por Confiabilidad;
- CREG 098 de 2014: en el documento se ordenó publicar un proyecto de resolución con el fin de regular la Respuesta de la Demanda (RD) para el mercado diario en condiciones de escasez (el proyecto después originaría la CREG 011/2015).

6.2 Directrices de la Ley 1715/2014 y del Decreto 2492/2014

La Ley 1715/2014 [58], discutida en la sección 5.2 de este informe, establece también directrices para la respuesta de la demanda en Colombia, en el contexto más general del “*desarrollo y promoción de la gestión eficiente de la energía*” – que incluye también programas de eficiencia energética.

Entre las directrices de la Ley 1715/2014 está la atribución a la CREG de la responsabilidad de establecer mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de demanda (y mejorar eficiencia energética del SIN). Específicamente, la Ley indica que “*el Ministerio de Minas y Energía delegará a la CREG para que establezca mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda con el objeto de desplazar los consumos en períodos punta y procurar el aplanamiento de la curva de demanda; así como también para responder a requerimientos de confiabilidad establecidos por el Ministerio de Minas y Energía o por la misma CREG*”.

En respuesta a la Ley 1715/2014, el MME publicó el Decreto 2492/2014 [68], estableciendo que:

- Conforme lo indicado en la sección 0 de este informe: (i) la CREG deberá incluir en el diseño de los cargos que remuneran las actividades de transmisión y distribución tarifas horarias y/o canasta de tarifas de forma tal que permitan incentivas económicamente el uso más eficiente de la infraestructura y la reducción de costos de prestación de servicio; (ii) las tarifas horarias y demás opciones tarifarias solo aplicarán a los usuarios que cuenten con equipo de medida necesario para su implementación;

- La CREG diseñará los mecanismos necesarios para que los usuarios, voluntariamente, puedan ofertar reducciones o desconexiones de demanda en el mercado mayorista con el objetivo de dar confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, respaldar Obligaciones de Energía Firme, reducir los precios en la Bolsa de Energía y los costos de restricciones;
- La UPME deberá considerar criterios de respuesta de la demanda en la elaboración del Plan Energético Nacional, el Plan de Expansión de Referencia y el Plan Indicativo de Expansión de Cobertura Energética.

Las directivas indicadas anteriormente repercutieron ya en la regulación del sector eléctrico Colombiano. Como se ha visto en la sección 0, la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 incluyó entre sus disposiciones la metodología de cálculo de cargos horarios que, aunque cuenten con simplificaciones en su determinación (conforme anotado y discutido en esa sección), discriminan entre diferentes períodos temporales según el nivel de carga del sistema.

Además de eso, la Resolución CREG 011/2015, que se orienta básicamente a la reducción de precios en la Bolsa de Energía *en condiciones críticas*, fue emitida después de la publicación de la Ley 1715/2014 y después de un proceso de consulta pública en el año de 2014. Esta resolución será abordada en la sección siguiente de este informe.

Tema 44 – Directrices de la Ley 1715/2014 y del Decreto 2492/2014 y regulación emita

- *Las directrices de la Ley 1715/2014 y el Decreto 2492/2014 con respecto a la respuesta de la demanda son amplias en su alcance y ya repercutieron en la emisión de regulación sobre el tema, reflejando una adecuada coordinación vertical entre instituciones del sector eléctrico colombiano.*
- *Con respecto a la directriz de introducir componentes con diferenciación horarias en el cargo de uso del sistema de distribución, los cargos monomios horarios introducidos por la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 se calculan con métodos internamente coherentes pero cuentan con algunas limitaciones, discutidas en la sección 0 de este informe.*

Los consultores entienden que, aunque no hayan directivas sobre el despliegue de sistemas de medición para el soporte a la aplicación de dichos cargos horarios, el marco regulatorio para la actividad de la distribución de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 faculta a las distribuidoras la coordinación con comercializadores y la construcción de planes de inversión que incluyan el despliegue de sistemas de medición como parte de sus inversiones, y el mecanismo de aprobación ex ante del plan reduce el riesgo de remuneración para su implantación.

Una de las orientaciones de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 para la construcción de los planes de inversión por las distribuidoras es la consideración de directrices de política energética.

Sin embargo, como los posibles beneficios del despliegue de sistemas de medición que ofrezcan soporte a aplicaciones de RI (incluyendo, pero no limitado a, la respuesta de la demanda) son amplios y no necesariamente utilizados exclusivamente por las distribuidoras o comercializadoras, análisis sistémicos de los atractivos técnico-económicos del despliegue de sistemas de medición pueden ser necesarios. Una posibilidad para garantizar que dichos análisis se realicen es la coordinación con UPME, posiblemente considerando la orientación del Decreto 2492/2014 que define que esta institución deberá considerar la respuesta de la demanda en la elaboración de sus planes.

6.3 Respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista

Existen actualmente dos esquemas de repuesta de la demanda a través de participación en el mercado mayorista de energía en Colombia¹¹⁷. Estos esquemas se caracterizan de manera resumida¹¹⁸ a continuación:

- Esquema de demanda desconectable voluntaria (DDV):
Este esquema ha sido introducido por la Resolución CREG 063/2010 [70]¹¹⁹ y se caracteriza como uno de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad.
La DDV se implementa a través de un contrato entre un comercializador, que representa un grupo de usuarios regulados o no regulados, y un generador. La forma, contenido, garantías y condiciones de los contratos de la DDV se pactan libremente entre las partes¹²⁰.
El contrato básicamente impone la obligación al comercializador, como representante de la demanda, de reducir el consumo a la orden del generador. Al comercializador cabe la responsabilidad de coordinación de los usuarios a los que se les activará la demanda desconectable, pero el CND y ASIC verifican los montos de demanda efectivamente reducida.
El generador tiene: (i) el control¹²¹ de activar la obligación del contrato para respaldar sus obligaciones de energía firme (OEF) del Cargo por Confiabilidad; (ii) incentivos para hacerlo en caso no pueda cumplir con sus OEF con recursos de generación, ya que está obligado a pagar por el incumplimiento de sus obligaciones por la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez.
- Programa de RD para el mercado diario en condición crítica:
El esquema ha sido introducido por la CREG 011/2015 [71] y, aunque guarde similitudes estructurales con el programa de DDV en algunos puntos, involucra una reducción de demanda directamente en respuesta a señales de precio del mercado mayorista. Las reglas son formateadas de tal manera que la reducción ocurre en condiciones críticas – o sea, en que el precio de bolsa supera el precio de escasez.
Al contrario de lo que ocurre en el esquema DDV, un comercializador, representando un grupo de consumidores que tienen interés en participar del programa, presenta ofertas de precio y cantidad¹²² directamente en el mercado mayorista.
Las relaciones contractuales en este caso existen solamente entre el comercializador y los consumidores que participan del programa, y el contrato se pacta libremente entre

¹¹⁷ Es importante resaltar que el Documento CREG n° 077/2014 [62], que presenta un análisis ejecutado por CREG de las señales económicas promovidas por el esquema de Cargo por Confiabilidad y evaluar posibles acciones con el objetivo de “mantener un esquema que responda a las necesidades del sistema” [62], cuenta con la análisis de posibles esquemas para la participación de la demanda directamente en las subastas del Cargo por Confiabilidad. Sin embargo, el entendimiento de los consultores es que estos esquemas no han sido aún implantados en Colombia.

¹¹⁸ Descripciones detalladas están disponibles en las referencias [70] y [71].

¹¹⁹ La resolución CREG 203 de 2013 modificó algunos aspectos de la DDV.

¹²⁰ Las responsabilidades de cumplimiento del comando de reducción de demanda son impuestas formalmente a los comercializadores, y los consultores entienden que los términos del contrato acordado libremente entre este y los consumidores determinan la asignación de responsabilidades y riesgos entre las partes.

¹²¹ Con esto, para todos los efectos del mercado mayorista la DDV es un recurso *no* despachado centralmente.

¹²² Específicamente, el comercializador envía al CND, en representación de los consumidores, una única oferta de precio para las 24 horas (expresadas en valores enteros de \$/MWh) y la declaración de la reducción de energía (expresada en valores enteros en MW para cada periodo horario), en el formato que disponga el CND.

las partes¹²³. La responsabilidad de coordinación de los consumidores para la reducción de demanda es del comercializador, pero el CND y ASIC verifican los montos de demanda efectivamente reducida.

La RD para el mercado diario en condición crítica es un recurso despachado centralizadamente, y el despacho es básicamente por *orden de mérito*. Sin embargo, hay reglas específicas para el despacho que garantizan que el precio de bolsa, aún después de la activación de la RD, será superior al precio de escasez por lo menos en un factor de 8%^{124,125}. Este umbral se mantiene como incentivo para participación en el programa. La remuneración de los consumidores corresponde a la cantidad de demanda reducida por la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez, siendo que el comercializador quien traslada el valor a los consumidores. Sin embargo, las partes acuerdan libremente cual es el costo de la actividad de gestión del programa por el comercializador, y estos costos son asumidos por el consumidor.

Como resultado de la reducción de la demanda, el agente de consumo: (i) evita pagar por la demanda reducida el precio de escasez; y (ii) recibe un componente adicional de remuneración igual a la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez, de la cual se sustrae la componente de remuneración al comercializador.

El entendimiento de los consultores es que el monto necesario a remunerar los consumidores por la RD es recaudado de los generadores cuya generación es inferior a sus obligaciones de energía firme.

Un punto interesante del programa es que el consumidor podrá elegir su representación en el programa de RD con un comercializador que puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía¹²⁶.

En ambos casos, la participación de consumidores en los programas es *voluntaria*. Las Resoluciones CREG 063/2010 y 011/2015 especifican que cabe al comercializador demostrar que: (i) informa al consumidor de la posibilidad de participar en el mecanismo; y (ii) hace saber al consumidor que la participación en el mecanismo no es requisito para tener acceso al servicio público de energía eléctrica y celebrar contratos de servicios públicos;

Para ambos programas también se aplican requisitos específicos al sistema de medición de los consumidores participantes, así como requisitos de factibilidad de interrogación remota de la información y de los parámetros del medidor. Si el equipo de medición del usuario o su frontera comercial no permite la interrogación remota, el comercializador deberá realizar los ajustes para que ésta se pueda hacer.

¹²³ Así como para el esquema anterior, las responsabilidades de cumplimiento del comando de reducción de demanda son impuestas formalmente a los comercializadores. Los consultores entienden que los términos del contrato acordado libremente entre las partes determinan la asignación de responsabilidades y riesgos.

¹²⁴ Según el siguiente extracto de la CREG 011/2015:

“Una vez finalizado el plazo de envío de ofertas y declaración de reducción de energía, el CND calculará la cantidad de consumo de energía a reducir por medio del programa de RD tal que el precio de bolsa del predespacho ideal sea mayor o igual al 108% del precio de escasez, [...]”

El CND modificará el cálculo del predespacho ideal de tal manera que para la RD despachada siempre se cumpla que el máximo precio de oferta, MPO, para atender demanda nacional, es mayor o igual al 108% del precio de escasez.”

¹²⁵ La Resolución CREG 011/2015 determina que la CREG podrá en el futuro ajustar el umbral de 8%. La posibilidad de eventualmente ajustar este factor en respuesta a las condiciones y eventos realmente verificados en el mercado, es importante, por afectar la dinámica del mercado y los incentivos a los agentes. Sin embargo, la posibilidad de ajustes futuros – particularmente, de reducciones – representa un factor que puede limitar la capacidad de comercializadores de entrar en contratos de largo plazo con consumidores que estén interesados en reducciones de demanda en el contexto del programa de RD para el mercado diario en condición crítica.

¹²⁶ No se encontró referencia a disposición similar para el caso del programa DDV.

Antes de proceder al cuadro con el análisis de los ítems abordados en esta sección, cabe resaltar que los temas relacionados a la respuesta de la demanda se encuentran en la agenda regulatoria indicativa de CREG para el año de 2016 [61] – la agenda indicativa incluye tanto mención directa a la respuesta de la demanda como mención a temas indirectamente relacionados con ella¹²⁷.

Tema 45 – Respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista

- *Estos esquemas permiten la participación de usuarios reguladores y no regulados, lo que es una característica positiva y puede contribuir para el despliegue de AMI, ya que la participación está condicionada a la existencia de equipos de medición adecuada.*
- *Los mecanismos mantienen incentivos para la generación para el cumplimiento de sus obligaciones de energía firme, puesto que:*
 - (i) *En el primer caso el generador es responsable, individualmente, por la decisión de contratar la DDV y por la negociación de las condiciones comerciales del contrato; y*
 - (ii) *En el segundo caso el generador aun percibirá un precio de bolsa superior al precio de escasez al menos por el límite de 8%, y se recauda de los generadores cuya generación es menor a sus obligaciones de energía firme los montos necesarios a la remuneración de la RD para el mercado diario en condición crítica.*
- *En ambos casos, la posibilidad de libre negociación de los términos contractuales y comerciales entre el comercializador y los consumidores representa un punto positivo, que incentiva la competencia entre comercializadores y con esto la innovación en la creación de formatos de contratos y relaciones comerciales que sean más atractivas para los consumidores. Como cabe a los comercializadores coordinar con los consumidores la activación de la reducción de demanda y otras condiciones técnicas, observando los requisitos mínimos establecidos en regulación, hay también incentivos a la innovación tecnológica y el despliegue de tecnologías de medición avanzada.*

La posibilidad de que los comercializadores se configuren como vectores de innovación tecnológica y de modelos de negocios es particularmente relevante en el caso del programa de RD para el mercado diario en condición crítica, para el cual el consumidor podrá elegir su representación en el programa de RD con un comercializador que puede ser diferente de aquel que lo atiende para el suministro de energía.
- *Puede ser relevante investigar, en adición a los mecanismos de respuesta de demanda ya implantados en Colombia y que son enfocados a situaciones de escasez, otros mecanismos que cumplan con las directrices de la Ley 1715/2014.*

Como ejemplo, se puede estudiar la viabilidad y el atractivo de esquemas de provisión de servicios complementarios de reservas operativas de respuesta rápida por el segmento de la demanda, en respuesta a la orientación de la Ley 1715/2014 de utilizar, cuando sea económica y técnicamente justificable, la respuesta de la demanda para “responder a requerimientos de confiabilidad”. Otra posibilidad involucra el diseño de mecanismos de participación directa de la demanda en las subastas del Cargo por Confiabilidad – y la CREG ya ha efectuado análisis preliminares de posibles diseños para estos mecanismos

¹²⁷ Como un ejemplo de tema indirectamente relacionado a la respuesta de la demanda e incluidos en la agenda regulatoria indicativa, se puede mencionar el tópico de establecimiento de obligaciones vinculantes en el despacho de día en adelante (ítem 1.1.2.3 de [61]). El establecimiento de un despacho vinculante y la determinación de precios en el mercado de día en adelante facilita la participación de la demanda en el mercado, ya que las obligaciones vinculantes determinadas con adelanto incrementan el certidumbre sobre el uso de los recursos y su remuneración, y facilitan la programación de las acciones necesarias para que, en el día siguiente, la demanda de un consumidor sea efectivamente reducida conforme las ofertas en el mercado de día en adelante.

[62]. Naturalmente, estudios detallados que consideren las características técnicas específicas del sistema colombiano¹²⁸ deben preceder las decisiones regulatorios en estas cuestiones.

¹²⁸ Aun considerando el ejemplo de la posible provisión de servicios de reserva operativa por el segmento de demanda, la necesidad de considerar características técnicas específicas del sistema colombiano queda clara. El atractivo económico de utilizar la respuesta de la demanda para proveer servicios de reserva operativa puede ser menor por la elevada participación de generación hidroeléctrica con embalses de regulación en Colombia, ya que esta tecnología de generación es generalmente una alternativa competitiva para la provisión de servicios de reservas operativas.

7. Regulación de la Actividad de Comercialización

7.1 Histórico de documentos relevantes

Los análisis de este capítulo se enfocan en la regulación de la actividad de comercialización, abordando dos tópicos¹²⁹ de gran relevancia para el despliegue de tecnologías y soluciones de RI en Colombia: (i) la remuneración de la actividad de comercialización a consumidores regulados y el rol de componentes *volumétricos*¹³⁰ de la tarifa; y (ii) barreras existentes actualmente a la competencia en la actividad de comercialización a consumidores regulados.

Estos aspectos son abordados respectivamente en las secciones 7.2 y 7.3 de este documento.

Sin embargo, antes de proceder a este análisis, se presenta un breve resumen histórico de los principales documentos que determinan la regulación aplicable a la actividad de comercialización en Colombia relacionados con temas explorados en este capítulo:

- CREG 191 de 2014: Por la cual se modifica y complementa la Resolución CREG 119 de 2007, con respecto a ítems específicos relacionados a la actividad de comercialización.
- CREG 180 de 2014: Por la cual se estableció los criterios generales para determinar la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.
- CREG 135 de 2014: Por la cual se presentó a agentes, usuarios y terceros interesados las bases sobre las cuales se realizaron los estudios para establecer la fórmula tarifaria para el siguiente período tarifario, permitiendo a las empresas comercializadoras de energía eléctrica calcular los costos unitarios de prestación del servicio y las tarifas aplicables a los usuarios regulados en el SIN.
- CREG 117 de 2013: Por la cual se ordenó hacer público un proyecto de resolución de carácter general, que pretende adoptar la CREG (aún no adoptado a la ocasión de elaboración de este documento), *"Por la cual se adopta el Mercado Organizado, MOR, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional"*.
- CREG 156 de 2011: Por la cual se estableció el Reglamento de Comercialización del servicio público de energía eléctrica, como parte del Reglamento de Operación.
- CREG 119 de 2007: Por la cual se aprobó la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.

¹²⁹ Otro tópico relacionado a la regulación vigente de la actividad de comercialización ya abordado en capítulos anteriores se refiere a los modelos regulatorios y comerciales para la actuación del comercializador como representante de usuarios regulados o no regulados en mecanismos de respuesta de la demanda.

¹³⁰ La definición de la acepción del término *volumétrico*, conforme utilizado en este informe, fue presentada en el capítulo 4.2

7.2 Remuneración de la actividad de comercialización a consumidores regulados y el rol de componentes volumétricos de tarifas

Las Resoluciones CREG 191/2014, 180/2014 y 119/2007 [78]-[80] establecen las bases para la remuneración de la actividad de comercialización de energía eléctrica a consumidores regulados.

La regulación define los costos unitarios de prestación del servicio de energía eléctrica, que incluyen:

- Un componente variable (en \$/kWh) compuesto por:
 - El costo de compra de energía (G).
 - El costo por uso de los sistemas de transmisión y distribución (T, D).
 - El costo de restricciones y de servicios asociados con generación (R).
 - El costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (PR).
 - El margen de comercialización (C_v).
- Un componente fijo que representa el costo base de comercialización (en \$/factura) (C_f).

El análisis de esta sección se enfoca en los componentes más directamente asociados a la actividad de comercialización. Se percibe, de la descripción anterior, que la remuneración del comercializadores por los servicios de comercialización prestados a consumidores regulados en Colombia se basa en dos componentes principales:

- Un componente *fijo*, expresado en \$/factura, denominado *Costo Base de Comercialización*. Este componente remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los comercializadores de energía eléctrica que actúan en el mercado regulado y que se causan por usuario atendido en un mercado de comercialización¹³¹.
- Un componente *variable*, expresado en \$/MWh, que constituye el *margen de comercialización* (o costo variable de comercialización), y que se determina básicamente aplicando sobre la suma de los componentes de costos *upstream*¹³² factores multiplicativos que modelan: (i) la remuneración correspondiente a la margen operacional del comercializador; (ii) una prima de riesgo de cartera del comercializador; y (iii) un factor de compensación por costos financieros asociados al ciclo de efectivo¹³³ de la actividad de comercialización.

Esto resulta en que el *margen* de la actividad de comercialización se determina exclusivamente con base en un componente *volumétrico* (proporcional a las ventas de energía), puesto que el componente denominado *Costo Base de Comercialización* se destina solamente a la recuperación de costos. El *cuadro* siguiente presenta el diagnóstico de la regulación de la remuneración de la actividad de regulación con respecto a este tema.

¹³¹ El proceso regulatorio para su determinación incluye la determinación de un factor de eficiencia para identificar el porcentaje de los gastos en actividad de comercialización al mercado regulado (excluyendo el valor de la energía comercializada y una serie de otros componentes de costos variables y proporcionales esencialmente al volumen de comercialización y definidos según el ítem b.i del Artículo 7 de la CREG 180/2014) que se traslada a costo base, por medio de un método de benchmarking basado en la aplicación de la metodología de frontera estocástica.

¹³² Los componentes G, T, D, R y PR mencionados anteriormente.

¹³³ Capital de trabajo, en gran parte destinado a constitución de garantías de compra en el mercado.

**Tema 46 – Remuneración de la actividad de comercialización
a consumidores regulados y el rol de componentes volumétricos de tarifas**

- *Una estructura de remuneración para comercializadores que atiendan al consumidor regulado en la cual el margen de la actividad se calcule exclusivamente en función del volumen de ventas puede teóricamente representar un obstáculo relevante a la innovación y despliegue de soluciones de RI que representan posibilidad de reducción de valores absolutos del volumen de ventas de energía eléctrica a consumidores finales, como generación distribuida o respuesta de la demanda.*
- *Los principales drivers de costo de la actividad de comercialización son efectivamente proporcionales al volumen de ventas – por ejemplo, el capital de trabajo representa un driver de costo importante para la actividad, con un rol importante de garantías para compra de energía. Esto implica dificultades prácticas a la definición del margen de la comercialización con otros procedimientos que no impliquen proporcionalidad con respecto al volumen de ventas de energía, pero no excluye la posibilidad de que se implementen incentivos regulatorios para que los agentes comercializadores actúen como vectores de innovación y promoción de soluciones de RI – dichos incentivos son discutidos en la sección de este informe que presenta las recomendaciones para Colombia.*

7.3 Barreras a la competencia en la actividad de comercialización

Los consultores entienden que hay actualmente barreras a la entrada que representan obstáculos importantes a la competencia en el segmento de comercialización en Colombia, entre las cuales se destacan:

- A. Barreras estructurales relacionadas a la integración vertical:
Agentes de otros segmentos de la cadena de valor (generadores, distribuidores) pueden tener comercializadoras y concebir estrategias que exploran sinergias verticales. En particular, agentes de generación con comercializadoras pueden reducir sensiblemente su margen de comercialización, si el margen de generación les permite mantener la viabilidad de las unidades de negocio combinadas. Esto representa una barrera de entrada significativa para comercializadores independientes que buscan actuar en el segmento de consumidores libres.
- B. Barreras relacionadas a economías de escala en la actividad de lectura de contadores tradicionales:
Esta barrera será expuesta y discutida en el capítulo 8 de este informe.

Tema 47 - Barreras a la competencia en la actividad de comercialización

- *La existencia de barreras a la competencia en la actividad de comercialización – particularmente, las barreras estructurales indicadas en esta sección, otras barreras se discutirán en el capítulo 8 – representan un obstáculo para el despliegue de tecnologías y soluciones de RI.*
- *La competencia en la actividad de comercialización representa un vector importante para la innovación tecnológica y de modelos de negocios, en particular en lo que se relaciona con el despliegue de tecnologías y soluciones de RI. Comercializadores existentes y nuevos entrantes perciben incentivos para innovar de manera a obtener ventajas sobre sus competidores - incluyendo innovaciones que se utilicen de soluciones o tecnologías de RI, como el proveer servicios integrados de comercialización y gestión comercial de venta de excedentes de autogeneración (incluso generación distribuida), ofrecimiento de modalidades tarifarias que fomenten la respuesta de la demanda, etc.*
- *Este tema será retomado en el capítulo de recomendaciones de este informe.*

8. Código de Medida y Propiedad del Sistema de Medición

8.1 Histórico de documentos relevantes

Los análisis de este capítulo se enfocan en el Código de Medida vigente actualmente en Colombia, abordando en particular el tema de la propiedad del sistema de medición.

Antes de proceder al análisis de este tópico, se presenta un breve resumen histórico de los principales documentos relacionados a temas explorados en este capítulo:

- CREG 038 de 2014: Por la cual se modificó el Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes.
- CREG 157 de 2011: Por la cual la CREG modificó las normas sobre el registro de fronteras comerciales y contratos de energía de largo plazo, y se adoptaron otras disposiciones
- CREG 108 de 1997: Por la cual se señaló los criterios generales sobre protección de los derechos de los usuarios de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica y gas combustible por red física, en relación con la facturación, comercialización y demás asuntos relativos a la relación entre la empresa y el usuario, y se dictaron otras disposiciones, en donde se establecieron normas sobre la medición individual, el control sobre el funcionamiento de los medidores y la determinación del consumo facturable.
- CREG 025 de 1995: Por la cual se adoptó en el Anexo General el Código de Redes como parte del Reglamento de Operación del SIN, el cual incluyó el Código de Medida.

8.2 Propiedad del Sistema de Medición

El Código de Medida actualmente vigente en Colombia representa una normatividad con los siguientes objetivos [92]:

- a) Definir las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición para que el registro de los flujos de energía se realice bajo condiciones que permitan determinar adecuadamente las transacciones entre los agentes que participan en el Mercado de Energía Mayorista, MEM, y entre estos y los usuarios finales, así como los flujos en los sistemas de transmisión y distribución.*
- b) Establecer los requerimientos que deben cumplir los componentes del sistema de medición en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración, operación, mantenimiento y protección del mismo.*
- c) Determinar las responsabilidades de los agentes y usuarios en el proceso de medición de energía eléctrica.*

Los consultores entienden que el Código de Medida [92] actualmente vigente en Colombia indica que la *propiedad* del sistema de medición, incluyendo cualquier tipo de contadores inteligentes, y la *responsabilidad de costos* por su implantación es acordada libremente entre las partes involucradas en una transacción comercial (comercializador, consumidores, generadores, etc.). Este entendimiento se basa en el siguiente extracto del Código de Medida [92]:

“Artículo 5. Propiedad del sistema de medición. Sin perjuicio de lo establecido en esta resolución sobre la responsabilidad de las fronteras, corresponde a las partes determinar la propiedad de los elementos del sistema de medición. Estas son libres de adquirir en el mercado el medidor y los demás bienes y servicios, siempre y cuando estos cumplan con las características técnicas exigidas en este Código.”

Parágrafo. Conforme a lo establecido en los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994 en el contrato de servicios públicos se podrá exigir al usuario la compra de los equipos necesarios para medir sus consumos y adoptar las medidas y acciones necesarias, con el fin de que los representantes de las fronteras comerciales den cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 4 de esta resolución."

El entendimiento de los consultores es que este tratamiento regulatorio de la propiedad del sistema de medición puede llevar conceptualmente a algunos resultados eficientes con respecto a la implantación de tecnologías y soluciones de RI. Sin embargo, las disposiciones actuales también presentan algunas dificultades, especialmente: (i) cuando se considera el proceso de toma de decisiones por los agentes bajo la existencia de externalidades; y (ii) con respecto a barreras a la competencia en la actividad de comercialización de energía eléctrica a consumidores regulados (tema mencionado en la sección 7.3 de este informe y detallado a continuación).

El análisis de aspectos positivos y negativos del tratamiento vigente de la propiedad del sistema de medición es indicado en el Tema .

Tema 48 – Barreras a la competencia en la actividad de comercialización

- *El entendimiento de los consultores es que el tratamiento regulatorio de asignar la propiedad y la responsabilidad de costos del sistema de medición (incluso de cualquier tipo de contadores inteligentes que se venga a implantar) a través de la libre negociación entre los agentes involucrados lleva conceptualmente a algunos resultados eficientes con respecto a la implantación de tecnologías y soluciones de RI, cuando no se tiene en cuenta la posibilidad de que existan externalidades resultantes del desarrollo de estas tecnologías. Por ejemplo:*
 - *En el caso de la adopción de respuesta de la demanda, el comercializador y el consumidor evaluarán individualmente los beneficios líquidos que obtendrán de la participación en el programa¹³⁴ y, si estos beneficios líquidos superan los costos de implantación del contador inteligente, las partes tendrán incentivos para implantar el contador y negociar la asignación de sus costos entre ellas.*
 - *En el caso de instalación de autogeneración distribuida¹³⁵, el agente de consumo evalúa los beneficios líquidos que obtendría de la implantación y utilización de la tecnología y, si estos superan los costos de implantación del contador inteligente, el consumidor tendría incentivos para implantar el contador y cubrir sus costos.*
- *Sin embargo, una dificultad relevante se relaciona con las externalidades positivas del incremento en el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI que dependen de contadores inteligentes para su despliegue, incluyendo los impactos positivos del despliegue de generación distribuida renovable sobre la sostenibilidad ambiental y la salud, entre otros. Como las externalidades no se tienen en cuenta por los agentes al decidir sobre la implantación de las tecnologías de RI y de los medidores inteligentes, el modelo de tratamiento regulatorio de asignar la propiedad y la responsabilidad de costos del sistema de medición a través de la libre negociación entre los agentes involucrados puede estar llevando a ineficiencias en el mercado.*
- *Otro problema potencial con el modelo de negociación de los costos de implantación de*

¹³⁴ El consumidor evalúa los beneficios de reducción de sus gastos con energía eléctrica y de ingresos obtenidos por la participación en el programa, menos la pérdida de utilidad obtenida del consumo de energía resultante de modificación de patrones de consumo. El comercializador evalúa los lucros que puede obtener por el servicio de gestión de la participación del consumidor en el programa.

¹³⁵ Por simplicidad de explicación, no considerando en el ejemplo del párrafo cualquier actividad de gestión o agregación por parte de un comercializador o una tercera parte.

contadores inteligentes se relaciona con la limitación de la competencia de la actividad de comercialización, principalmente para consumidores de pequeña escala del segmento regulado:

- Hay economías de escala significativas en la actividad de lectura de contadores tradicionales (contadores sin capacidad de envío de información por canales de telecomunicación) y estas representan barreras de entrada a nuevos comercializadores que buscan penetrar una determinada región geográfica dominada por un agente incumbido.*
- La implantación masiva de contadores inteligentes con capacidad de comunicación remota y envío de informaciones por canales de telecomunicación tiene por lo tanto el potencial de permitir el incremento de la competencia en la actividad de comercialización para consumidores de pequeña escala, puesto que la posibilidad de uso de telecomunicación y lectura remota en la práctica reduce significativamente las economías de escala.*

Por lo tanto, los efectos positivos del aumento de la competencia deben idealmente estar entre los factores evaluados y cuantificados en estudios de impacto regulatorio de la introducción de contadores inteligentes en Colombia. Este ítem es discutido en más detalle en los capítulos de recomendaciones de este informe.

9. Conclusiones

Este capítulo presenta un breve resumen de las principales conclusiones del Diagnóstico del Marco Regulatorio Colombiano.

Regulación de la actividad de distribución

- El cuadro regulatorio para la actividad de distribución actualmente vigente en Colombia e introducido por la Resolución CREG 097/2008 y documentos asociados presenta un desempeño insatisfactorio con respecto a una estructura de incentivos y al envío de señales económicas a agentes regulados (los operadores de red) y agentes no regulados (usuarios de red) que lleven a niveles óptimos de despliegue de tecnologías de RI. Existen, por lo tanto, oportunidades significativas de mejoras con relación a mecanismos de remuneración de inversiones y de gastos de AOM, a incentivos para mejora de desempeño operacional, calidad de servicio y pérdidas técnicas y no técnicas, y a la estructura de cargos de uso de red por parte de consumidores finales.
- En comparación con el cuadro regulatorio actualmente vigente, la propuesta de regulación presentada en el documento en consulta Resolución CREG 179/2014 trae actualizaciones y ajustes importantes, que mejoran la calidad de la estructura de incentivos y de las señales económicas para el despliegue de tecnologías y soluciones de RI. Las principales mejoras se refieren al mecanismo de remuneración de inversiones, a los incentivos para la mejora de desempeño operacional y calidad de servicio, y también a la estructura de cargos de uso.

Sin embargo, hay aún puntos específicos importantes para los cuales son necesarios ajustes a la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, o en relación a los cuales se requieren estudios cuantitativos detallados de impacto regulatorio para determinar la necesidad de eventuales mejoras. Entre estos puntos específicos están, por ejemplo: la granularidad en el tratamiento de la vida útil de activos, la porción de *otros ingresos* capturada por distribuidores, e incluso la estructura de cargos de uso. Además, la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 requiere esfuerzo regulatorio significativo, por lo cual es importante que CREG cuente con recursos (laborales, materiales, metodológicos) suficientes para su implantación.

Integración de energías renovables no convencionales, con enfoque en generación distribuida

- Ya existen en Colombia instrumentos legales que establecen bases amplias para el desarrollo e integración al sistema de energías renovables no convencionales, incluyendo generación distribuida. La Ley 1715/2014 incluye directivas sobre atribuciones institucionales (incluso para la emisión de regulación) y sistemas de incentivos.
- La emisión de reglamentación (decretos del Ministerio de Minas y Energía) y de regulación se ha enfocado hasta el momento casi exclusivamente en autogeneración de gran escala, o en aspectos específicos de la regulación de cargos de uso. El Decreto 2469/2014 tiene, por ejemplo, enfoque en gran parte en autogeneración a gran escala.

Aunque ya hayan sido publicados por CREG instrumentos regulando o proponiendo regulación para ítems específicos relacionados con autogeneración distribuida (como la metodología propuesta para determinar los valores de cargos de respaldo de red del capítulo 11 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014), no ocurre hasta el momento de elaboración de este informe la emisión de regulación aplicable a la autogeneración de pequeña escala referente a diversos mecanismos importantes para el proceso de toma de decisiones por que los usuarios la implementen. La inexistencia de esta regulación, en particular de los ítems apuntados en el capítulo 4 (por ejemplo, instrumentos regulando los sistemas de entrega de excedentes y de créditos de energía) representa una barrera importante para el despliegue de generación distribuida en Colombia.

Mecanismos de respuesta de la demanda

- Las directrices de la Ley 1715/2014 y el Decreto 2492/2014 con respecto a la respuesta de la demanda son amplias en su alcance y ya repercutieron en la emisión de regulación sobre el tema, reflejando una adecuada coordinación vertical entre instituciones del sector eléctrico colombiano.
- Los mecanismos de respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista actualmente existentes en Colombia se orientan exclusivamente a situaciones de escasez. La investigación de otros mecanismos de respuesta de la demanda – por ejemplo, orientándose a la provisión de servicios complementarios de reservas, o con participación directa en las subastas del Cargo por Confiabilidad – puede revelar oportunidades importantes para el uso de esta clase de soluciones.
- Con respecto a la respuesta de la demanda a señales de precios contenidos en cargos finales a ser pagados por usuarios del mercado minorista, hubo recientemente avances relevantes – como la introducción, en la propuesta de regulación del documento en consulta Resolución CREG 179/2014, de metodología (aunque simplificada, conforme lo discutido en detalle en la sección 0) para determinación de cargos monomios horarios. Sin embargo, esta clase de mecanismos de respuesta de la demanda requiere para su implementación el despliegue de AMI, en particular contadores inteligentes, para lo cual hay potenciales mejoras a introducir en la regulación.

Regulación de la actividad de comercialización

- Hay un potencial de mejora de los incentivos actualmente existentes para que comercializadores actúen como vectores de innovación y promoción de soluciones de RI – las siguientes recomendaciones indicarán posibles ajustes con respecto a este tema.
- Uno de los temas que reducen los incentivos para la innovación por parte de comercializadores son barreras a la competencia – tanto barreras estructurales relacionadas a la integración vertical como aquellas relacionadas con economías de escala en la actividad de lectura de contadores tradicionales. Restringir la competencia reduce los incentivos para que comercializadores busquen soluciones innovadoras, incluso aquellas que aprovechan tecnologías y soluciones de RI.

Código de Medida

- Con respecto al Código de Medida, el tema más relevante para este análisis se refiere a la propiedad del sistema de medición y la asignación de la responsabilidad por los

costos incurridos para su implementación. El tratamiento regulatorio actual es de asignar la propiedad y la responsabilidad de costos del sistema de medición (incluso para contadores inteligentes que se venga a implantar) a través de la libre negociación entre los agentes involucrados.

Esto lleva conceptualmente a algunos resultados eficientes, ya descritos en el primer ítem del tema 47 con respecto a la implantación de tecnologías y soluciones de RI, cuando no se tiene en cuenta la posibilidad de que existan externalidades resultantes del desarrollo de estas tecnologías, conforme lo indicado en detalle en el capítulo 7.

Sin embargo, si existen externalidades resultantes del uso de contadores inteligentes, el proceso de libre negociación entre las partes no llevará a niveles óptimos de despliegue de estos equipos. Este es el motivo de inclusión de una recomendación para que se haga un estudio cuantitativo para identificación de eventuales externalidades y se tome la decisión sobre mecanismos de costeo de contadores inteligentes.

10. Mapa de Ruta y Plan de Implementación

Esta sección aborda la propuesta de un mapa de ruta regulatorio y un plan de implementación de mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico para el desarrollo de las RI en Colombia. Las recomendaciones se dirigen a oportunidades de mejora del entorno regulatorio y de políticas del sector eléctrico.

Así como en el resto de este documento, las propuestas de este documento son cualitativas, puesto que discusiones sobre valores numéricos de parámetros específicos de la regulación no hacen parte del alcance de la investigación.

10.1 Organización

En los primeros capítulos se identifica y describe los mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico requeridos para el desarrollo de las RI en Colombia, como parte de la hoja de ruta. Se opta por agregar las medidas de acuerdo con las tecnologías y soluciones de RI a desarrollar en Colombia, de la siguiente manera:

- Medidas relacionadas con temas de base para el desarrollo de tecnologías de RI y despliegue de tecnologías de información y telecomunicaciones
- Medidas relacionadas con infraestructura de medición avanzada (expresión para la cual se utiliza también la abreviación AMI, del inglés *Advanced Metering Infrastructure*)
- Medidas relacionadas con la automatización de la red (expresión para la cual se utiliza también la abreviación ADA, del inglés *Advanced Distributed Automation*)
- Medidas relacionadas con recursos energéticos distribuidos (expresión para la cual se utiliza también la abreviación DER, del inglés *Distributed Energy Resources*)
- Medidas relacionadas con vehículos eléctricos

Además, se propone la priorización temporal en el contexto de un plan de transición para la implantación de los mecanismos indicados, y también se presenta el rol de bancas multilaterales como el BID en la implantación del plan para la financiación y desarrollo de las RI en Colombia.

10.2 Temas de base y despliegue de tecnologías de información y telecomunicaciones

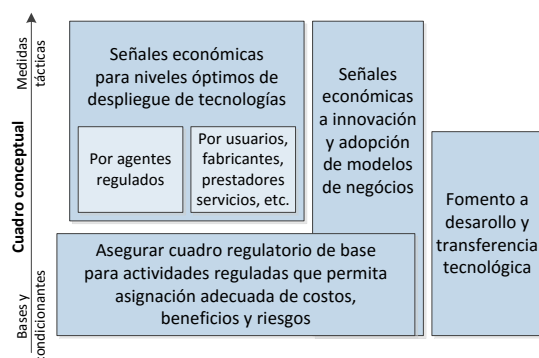
En este capítulo, se identifica y describe mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico requeridos para establecer un cuadro regulatorio básico para actividades reguladas de la cadena del valor del sector que permita una asignación adecuada de costos, beneficios y riesgos entre los principales *stakeholders* involucrados en el despliegue de RI.

Especial atención se da a mecanismos que garantizan que el despliegue de tecnologías de RI no resulte en la inviabilidad técnico-económica de actividades de la cadena de valor del sector eléctrico requeridas para proveer respaldo y confiabilidad de cobertura de las necesidades de energía eléctrica de *prosumidores*¹³⁶ con autogeneración, agentes de consumo participantes de programas de respuesta de la demanda, etc. Para asegurar la viabilidad técnica de actividades de respaldo a y confiabilidad de cobertura de las necesidades de consumidores finales a través

¹³⁶ Expresión utilizada aquí en alusión al término *prosumers* de la lengua inglesa, en su acepción usual en documentos técnicos.

del suministro de energía eléctrica por la red, dichos mecanismos deben estar en la base conceptual del sistema de señales económicas requeridos para el despliegue de tecnologías de RI, según se ilustra en la Figura 6.

Figura 6. Cuadro conceptual para estructura de señales económicas



Fuente: Luiz Barroso – Rafael Ferreira

Algunas de las medidas relacionadas con el objetivo mencionado anteriormente se describen posteriormente en este documento, por ser más relacionadas con tecnologías y soluciones específicas abordadas en los capítulos correspondientes, mientras que los mecanismos más generales se describen en el capítulo actual.

Además, este capítulo trata de medidas particularmente relevantes para el despliegue de tecnologías de información y telecomunicaciones (TIC), que constituyen una de las bases técnicas para el despliegue de soluciones de RI. Las medidas regulatorias requeridas para permitir dicho despliegue en cumplimiento con el requisito de viabilidad técnico-económica de las actividades reguladas de red son tratadas también.

10.3 Medidas Regulatorias

En esta sección, se proponen medidas relacionadas con la emisión, actualización o mejora de aspectos de la regulación del sector eléctrico.

10.3.1 Mitigación de riesgo de volumen de ventas y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras

En un ambiente en el cual la participación de recursos energéticos distribuidos (incluyendo autogeneración *behind-the-meter* y baterías) se incrementa y en el cual se introducen mecanismos de respuesta de la demanda, el consumo facturado de consumidores puede oscilar significativamente con relación a pronósticos.

Oscilaciones en el volumen de ventas pueden, bajo ciertos modelos regulatorios para la remuneración de la actividad de distribución – a saber, la regulación por precios máximos (*price cap*) sin mecanismos explícitos de ajuste por desbalances de volumen de ventas – introducir riesgos de remuneración relevantes para los agentes regulados.

Dichos riesgos de remuneración pueden llevar a costos elevados de capital para estos agentes, principalmente para distribuidoras. El incremento de costos de capital impacta las tarifas para todos los consumidores finales y puede introducir distorsiones en los señales económicas contenidos en ellas, llevando a ineficiencias sistémicas como patrones sub-óptimos de

despliegue de tecnologías de RI – por ejemplo, con respecto a niveles totales de participación de generación distribuida o con respecto a subsidios cruzados entre categorías de consumidores y *prosumidores*.

Por otro lado, bajo modalidades tarifarias y cuadros de recuperación de costos en los cuales el único determinante de facturación para consumidores es el volumen de ventas, las distribuidoras tienen pocos incentivos para incorporar en sus planes integrados de expansión alternativas que impliquen reducciones del volumen total de ventas, como la expansión de la red que ofrezcan soporte a conexión de generación distribuida.

Considerando esto, se presenta las siguientes recomendaciones con el objetivo de mitigación del riesgo de volumen de ventas y la eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras:

1. Implementación efectiva del esquema de ingresos máximos (*revenue cap*) como instrumento regulatorio básico para la actividad de distribución y de esquemas de desacoplamiento entre los ingresos recaudados y el volumen de ventas de energía, de manera a que se permita a los agentes recaudar los ingresos *autorizados por el regulador*.
2. Idealmente, migración a la modalidad de cargos binomios por el uso de la red, en los cuales los determinantes de facturación sean no solamente el volumen de ventas de energía (componente en \$/kWh¹³⁷) sino también la demanda de potencia por consumidores (y *prosumidores*) requerida para respaldo confiable de las necesidades de uso final de electricidad.
 - a. Se deben realizar investigaciones para determinar la variable exacta más adecuada para la representación de la demanda de potencia requerida para respaldo confiable – posibilidades que incluyan la demanda de potencia máxima anual de importación de energía del sistema de distribución verificada en un período de tiempo anterior, y estimativas *ex ante* de la demanda máxima de potencia con base en informaciones de los recursos energéticos distribuidos (autogeneradores y baterías) *behind-the-meter* disponibles en las instalaciones del consumidor.
 - b. La medida tiene relación con el concepto de *cargo por respaldo de la red* – por ejemplo, cargos por respaldo según modelos indicados en el capítulo 11 de la de la Resolución CREG 179/2014 [77], que se aplica a autogeneradores de gran escala. Aunque la propuesta de regulación contenida en esta resolución no sea aprobada, el concepto de cargo de respaldo es un aspecto importante y que debe ser tratado en propuestas que eventualmente puedan sustituir las propuestas de la Resolución CREG 179/2014. Se recomienda extender el concepto de cargos de respaldo a generadores de pequeña escala al emitir la regulación que se les aplique.

La determinación exacta de las cantidades que sirven como base para el cobro de cargos de respaldo de red es un tema importante. Una alternativa viable es utilizar cantidades relacionadas a la demanda de potencia requerida para el respaldo de red, eventualmente ajustándola por la probabilidad de que el respaldo sea requerido en condiciones de carga elevada de la red y que determinan la necesidad de inversiones en capacidad de transporte.

Otro tema relevante es la definición en la regulación de procedimientos para cálculo de valores *máximos* para los cargos de respaldo (con la posibilidad de

¹³⁷ En este documento, se utiliza el símbolo \$ en referencia a pesos colombianos, por simplicidad de notación.

que los agentes negocien los valores efectivamente aplicables y definan valores inferiores a los máximos de común acuerdo), o de valores aplicables obligatoriamente. La definición de cargos máximos conjugada con la posibilidad de negociación representa en principio un aspecto positivo para autogeneradores de *gran escala*, por las razones apuntadas en la 0. Sin embargo, para generadores de pequeña escala la asimetría de informaciones con respecto al operador del sistema puede representar un obstáculo importante para el proceso de negociación. Así, para estos generadores a pequeña escala se recomienda la definición de cargos de aplicación directa, teniendo en cuenta lo que se menciona en las secciones 0 - Condicionamiento a implantación de medición avanzada y definición de cargos de uso de red para agentes con generación distribuida y 0 de este documento.

10.3.2 Equilibrio de incentivos volumétricos y otras señales económicas para comercializadoras atendiendo al consumidor regulado

Las comercializadoras tienen en Colombia un rol fundamental de interface con el consumidor regulado y pueden constituirse en vectores importantes de innovación e implantación de soluciones de RI – incluyendo mecanismos ya existentes de representación de consumidores con respecto al mercado mayorista o con respecto a generadores para respuesta de demanda, y nuevos mecanismos cuya implantación será discutida en secciones posteriores de este informe. Por este motivo, una estructura de remuneración para comercializadores que atiendan al consumidor regulado en la cual el margen de la actividad se calcule exclusivamente en función del *volumen de ventas* puede teóricamente representar un obstáculo a la innovación y despliegue de soluciones de RI.

Según el entendimiento de los consultores de la regulación relevante para la determinación de la remuneración de la actividad de comercialización a consumidores regulados [78]-[80], la remuneración del comercializador¹³⁸ se basa en dos componentes principales:

- Un componente *fijo*, expresado en \$/factura, denominado *Costo Base de Comercialización*. Este componente remunera los costos fijos de las actividades desarrolladas por los comercializadores de energía eléctrica que actúan en el mercado regulado y que se causan por usuario atendido en un mercado de comercialización¹³⁹.
- Un componente *variable*, expresado en \$/MWh, que constituye el *margen de comercialización* (o costo variable de comercialización), y que se determina básicamente aplicando sobre la suma de los componentes de costos *upstream*¹⁴⁰ factores multiplicativos que modelan: (i) la remuneración correspondiente a la margen operacional del comercializador; (ii) una prima de riesgo de cartera del comercializador;

¹³⁸ No se listan en este punto los componentes de la fórmula tarifaria referentes al costo de compra de energía (G), al costo por uso de los sistemas de transmisión y distribución (T, D), al costo de restricciones y de servicios asociados con generación (R) o al costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (PR), por entenderse que no son relevantes para la discusión de este ítem.

¹³⁹ El proceso regulatorio para su determinación incluye la determinación de un factor de eficiencia para identificar el porcentaje de los gastos en actividad de comercialización al mercado regulado (excluyendo el valor de la energía comercializada y una serie de otros componentes de costos variables y proporcionales esencialmente al volumen de comercialización y definidos según el ítem b.i del Artículo 7 de la CREG 180/2014) que se traslada a costo base, a través de un método de benchmarking basado en la aplicación de la metodología de frontera estocástica.

¹⁴⁰ Los componentes G, T, D, R y PR mencionados en la nota de pie de página 138.

y (iii) un factor de compensación por costos financieros asociados al ciclo de efectivo¹⁴¹ de la actividad de comercialización.

Lo anterior resulta en que el *margen* de la actividad de comercialización se determina exclusivamente con base en un componente volumétrico y proporcional a las ventas, puesto que el componente denominado *Costo Base de Comercialización* se destina solamente a la recuperación de costos.

Se entiende que, de hecho, la actividad de comercialización tiene características bastante distintas de la de distribución: los principales *drivers* de costo son efectivamente proporcionales al volumen de ventas, notablemente con respecto al capital de trabajo, con un rol importante de garantías para compra de energía. De esta manera, resulta difícil en la práctica una definición del margen de comercialización con otros procedimientos que no impliquen proporcionalidad con respecto al volumen de ventas de energía.

Sin embargo, se puede concebir medidas regulatorias que resulten en señales económicas para que los comercializadores que atiendan al mercado regulado actúen como vectores de innovación de modelos de negocio y de soluciones y tecnologías de redes inteligentes, de acuerdo con las siguientes recomendaciones:

1. Incrementar las posibilidades de negocio de comercializadores con respecto a respuesta de la demanda, para que la perspectiva de obtención de lucro con estas actividades sea percibida como un factor a equilibrar, en el desarrollo de estrategias de negocio, con respecto a los ingresos relacionados al margen de comercialización:
 - a. Mantener las modalidades hoy existentes de actuación como agregador y representante de consumidores, incluso los regulados, en mecanismos de respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista en condiciones de escasez (*esquema de demanda desconectable voluntaria y programa de respuesta de demanda en el mercado diario en condición crítica*).
 - b. Incrementar el rango de modalidades posibles de actuación como agregador y representante de consumidores, incluyendo los regulados, en mecanismos de respuesta de la demanda enfocados a otras condiciones, por ejemplo con la posibilidad de proveer servicios complementarios de reservas operativas de respuesta rápida.
2. Permitir a comercializadores (así como otros actores) proveer servicios adicionales, como aquellos de gerencia integrada de micro-redes que incluyan soluciones de RI tales como generación y almacenamiento distribuido, y también respuesta de la demanda. Los servicios pueden incluir no solo la representación y gestión contractual y de garantías para participación en el mercado mayorista, sino también proporcionar servicios de gestión y optimización operacional de micro-redes.

10.3.3 Compatibilización de mecanismos de remuneración y riesgos para implantación de soluciones de RI por parte de distribuidoras

La incorporación de soluciones de RI en planes de expansión por parte de las distribuidoras – tanto la incorporación directa de tecnologías, como en el caso de TIC¹⁴² o ADA, así como la

¹⁴¹ Capital de trabajo, en gran parte destinado a constitución de garantías de compra en el mercado.

inclusión en los planes de expansión y refuerzos de la red requeridas para soportar el despliegue de soluciones implementadas por otros agentes, para el caso de implantación de DER por parte de consumidores – implica niveles de riesgos de inversión y de remuneración distintos de aquellos tradicionalmente percibidos por las distribuidoras.

Los riesgos relevantes son diversos. Hay, por ejemplo, riesgos relacionados con factores no controlables por las distribuidoras (como precios de equipos) que llevan a una evolución de implantación de DER *behind-the-meter* en el sistema diferente de aquella que pronostica la distribuidora con base en la mejor información disponible al momento de la toma de decisión, resultando en niveles más bajos de utilización de la infraestructura de red diseñada para acomodar estos recursos distribuidos. Como otro ejemplo, pueden existir riesgos tecnológicos en la adopción de equipos con los cuales las distribuidoras no estén totalmente familiarizadas, o que no hayan sido implantados a una escala amplia bajo las condiciones ambientales y de operación (temperatura, humedad, etc.) relevantes en una determinada área de concesión de distribución – estos pueden ser relevantes para TIC o ADA, particularmente para las distribuidoras que tomen el liderazgo en el desarrollo de estas soluciones.

Fallas en compatibilizar los mecanismos de remuneración de distribuidoras con estos riesgos pueden representar un desincentivo relevante al despliegue de tecnologías y soluciones de RI, por lo cual se presentan las siguientes recomendaciones que buscan alcanzar esta compatibilidad:

1. Implementación efectiva de un mecanismo de incorporación de activos a la BRA de los OR, para fines de remuneración de inversiones, que se basa en la evaluación y aprobación previa de planes de expansión y reposición como criterio para inclusión de activos a la base.
 - a. Para este ítem, la propuesta de regulación indicada en el documento de consulta Resolución CREG 179/2014 cuenta con diversos aspectos positivos discutidos, por lo cual se recomienda que, en el caso en que dicha propuesta no sea aprobada, los aspectos positivos anotados sean incorporados en propuestas de regulación que reemplace en el documento en consulta Resolución CREG 179/2014 donde se trate.
 - b. Se recomienda atención a todos los criterios indicados en esa resolución para la evaluación de la adecuación de los planes (flexibilidad, viabilidad ambiental, observación de directivas de la Ley 1715/2014 [81]¹⁴³, renovación tecnológica, etc.), y que estos criterios sean incorporados en propuestas de regulación que eventualmente reemplace en el documento en consulta Resolución CREG 179/2014 donde se trate.
 - c. Si no fuera posible la implantación efectiva del mecanismo de evaluación y aprobación previa de planes de expansión y reposición como criterio para inclusión de activos en la base regulatoria, otros mecanismos para la mitigación de riesgos pueden ser implantados. Una posibilidad es un modelo de compartir riesgos aplicando el método de *sliding scale*, en el que se determinan los ingresos autorizados garantizando que el retorno *efectivo* de la distribuidora sea una combinación de: (i) el retorno que la compañía obtendría bajo los parámetros regulados y los resultados efectivos (incluyendo la ocurrencia de

¹⁴² En esta sección, se trata exclusivamente de sistemas y equipos de TIC implementados por inversiones de los OR y que sean incorporados a la base de activos de estos agentes regulados bajo el modelo de regulación de monopolio natural.

¹⁴³ Que incluyen disposiciones sobre desarrollo de generación distribuida y gestión eficiente de energía.

-
- incertidumbres) de un determinado período de tiempo; y (ii) el retorno originalmente planeado al momento de determinar los parámetros regulados.
2. Particularmente importante para el despliegue de equipos y sistemas de TIC *por las inversiones de los OR y que sea incorporada a la base de activos de estos agentes* es el reconocimiento, por los analistas que evaluarán los planes de inversión de operadores de red, de que dicha infraestructura es esencial para permitir el desarrollo de diversas tecnologías de RI. Las directivas de la propuesta de regulación del documento en consulta Resolución CREG 179/2014 [77] son lo suficientemente flexibles para permitir que los analistas consideren este hecho, pero se debe asegurar que estas directivas sean observadas de manera efectiva durante la evaluación del plan, lo que puede requerir conformar una fuerza de trabajo del regulador o la contrataciones en el mercado de consultoría.
 3. Una medida de política sectorial importante para garantizar la viabilidad de la implantación del mecanismo de evaluación y aprobación previa de planes de expansión y reposición es asegurar que el regulador (CREG) cuente con *fuerza de trabajo, recursos materiales, humanos y computacionales* suficientes para la evaluación de planes, ya que este involucra un esfuerzo regulatorio considerable.
 4. Se recomienda que la CREG evalúe la posibilidad de, en el caso de proyectos de RI de *demonstración tecnológica*¹⁴⁴, aislar estos proyectos y utilizar mecanismos de remuneración diferentes para las inversiones relacionadas, tratándolos de manera particular y atribuyéndoles perfiles de riesgo-retorno distintos de la expansión de red con tecnologías ya demostradas. Alternativas de tratamiento incluyen:
 - a. Asignación de tasas de retorno más elevadas para la remuneración del capital invertido en proyectos de demostración tecnológica;
 - b. Utilización de tasas de retorno usuales, pero aplicación del modelo de *sliding scale* para compartir los riesgos con consumidores (implica en compartido posible resultado negativo y positivo).

La necesidad de implantar esta recomendación es afectada por directivas, posiblemente resultantes de políticas intersectoriales (por ejemplo, del Departamento Administrativo de Ciencia, Tecnología e Innovación, del Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones y del MME), que apunten al interés público en el desarrollo y demostración de las tecnologías en Colombia, debido a impactos positivo sobre la industria o academia nacional, por ejemplo.

10.3.4 Compatibilización de parámetros regulatorios de recuperación de capital con el perfil tecnológico de soluciones de RI

El despliegue de soluciones de RI requiere inversiones considerables de distribuidoras en equipos con un perfil tecnológico distinto del conjunto del sistema convencional actualmente existente.

Esto incluye equipos y sistemas de TIC¹⁴⁵ y soluciones de electrónica de potencia y control para ADA. Estos equipos tienen vidas útiles típicamente inferiores a aquellas de la infraestructura

¹⁴⁴ Incluyendo implantación a gran escala de tecnologías y soluciones desarrolladas en Colombia, o transferidas de otros países pero aún no probadas a gran escala bajo las condiciones ambientales de Colombia.

¹⁴⁵ En esta sección, se trata exclusivamente de sistemas y equipos de TIC implementados a través de inversiones de los OR y que sea incorporada a la base de activos de estos agentes regulados bajo el modelo de regulación de monopolio natural.

predominante en las redes eléctricas actuales, lo que requiere una consideración de valores adecuados para sus vidas útiles y tasas de depreciación en procesos regulatorios.

Los análisis con respecto al tema indican que pueden existir actualmente problemas con respecto a este requisito, tanto en la regulación de distribución actualmente vigente en Colombia como en la propuesta regulatoria contenida en el documento en consulta Resolución CREG 179/2014 [77].

No reconocer el perfil diferenciado de vidas útiles de equipos y sistema de TIC y ADA puede representar un obstáculo relevante para el despliegue de RI, al afectar la recuperación de capital por las distribuidoras. Llevando esto en cuenta, se presenta la siguiente recomendación:

1. Introducir en la regulación de distribución mecanismos que permitan tratamiento regulatorio más granular y con mayor grado de particularización para el establecimiento de valores regulatorios para la vida útil de algunas clases de activos que podrán constituir las redes eléctricas bajo un contexto de desarrollo de RI, particularmente para equipos y sistemas de TIC y ADA, para garantizar la adecuada recuperación de capital por distribuidoras u otras clases de agentes regulados.

10.3.5 Soluciones regulatorias adecuadas para remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento

Un desbalance o una falta de compatibilidad entre las señales económicas contenidas en las metodologías para la determinación de la remuneración regulada de inversiones y la de gastos en AOM puede llevar a resultados sub-óptimos en un contexto de despliegue de tecnologías de RI.

Por un lado, el desbalance puede llevar a no tener en cuenta soluciones menos capital-intensivas (como gestión por el lado de la demanda) en detrimento de soluciones de expansión de red. Por otro lado, puede llevar a no considerar soluciones capital-intensivas basadas en nuevas tecnologías (como ADA) por distribuidoras con buen desempeño con respecto a gastos de AOM.

Según indicado en el análisis bajo la regulación actualmente vigente para la remuneración de la actividad de distribución en Colombia, se utiliza para la determinación de la remuneración por gastos en AOM de una metodología que se basa en el reconocimiento de "*los costos reales en los que incurre la empresa para la prestación del servicio*" [54]. Esta metodología ofrece incentivos débiles a la mejora del desempeño de la empresa con respecto a gastos en AOM y, por extensión, al despliegue de tecnologías de RI que permitan alcanzar un equilibrio óptimo entre gastos operacionales (esto es, en AOM) y gastos de capital, como ADA. Metodologías de determinación de gastos regulados de AOM que desacoplan los valores reconocidos de los valores efectivamente incurridos por la empresa – incluyendo pero limitando a, metodologías de *benchmarking* – ofrecen señales económicas más fuertes tendientes a la mejora del desempeño del OR.

La propuesta de regulación representada en el documento en consulta de Resolución CREG 179/2014 [77] incluye un modelo de definición de valores regulatorios reconocidos de gastos en AOM basado exclusivamente en técnicas de *benchmarking* entre empresas con respecto a

valores históricos verificados¹⁴⁶, mientras que la determinación de inclusiones en la base regulatoria de activos para la remuneración de inversiones se basa en evaluación de planes de inversión. El resultado puede llevar a incompatibilidades que pueden ser obstáculo para un equilibrio óptimo entre distintas soluciones de RI.

Sin embargo, hay barreras prácticas relevantes para garantizar la compatibilidad completa entre los incentivos contenidos en las metodologías para la determinación de la remuneración regulada de inversiones y la de gastos en AOM. Por ejemplo, una práctica de utilizar metas de gastos de AOM basadas en valores reportados en los propios planes de expansión podría brindar al operador de red incentivos para explorar asimetrías de información con respecto al regulador – y estas asimetrías pueden ser particularmente relevantes en el contexto de despliegue de nuevas tecnologías como las de RI.

Teniendo esto en cuenta, se presenta las siguientes recomendaciones:

1. Implementar un mecanismo de determinación de gastos regulados de AOM del OR que desacoplen los valores reconocidos y remunerados de valores *efectivamente incurridos por la empresa y evaluados ex post*. Se deben realizar estudios cuantitativos de impacto regulatorio para determinar la metodología exacta – alternativas posibles incluyen modelos de *benchmarking* y modelos de empresa de referencia.
2. Sin embargo, de acuerdo con lo mencionado en la introducción de esta sección, es necesario compatibilizar la estructura de incentivos correspondiente a la determinación de gastos regulados de AOM con un modelo de remuneración de inversiones basado en la evaluación y aprobación de planes de expansión y reposición de activos como criterio para la inclusión de activos en la BRA.

Esta es una tarea compleja, pero relevante considerando que en la sección 0 se recomendó la adopción de este mecanismo para la inclusión de activos en la BRA. Para alcanzar esta compatibilización, se recomienda implementar mecanismos de incentivos que incluyan:

- a. Incentivos asociados con la eficiencia en las inversiones (proporcionales a la capacidad del OR de reducir los desembolsos efectivamente verificados en cada uno de los años de un período tarifario, teniendo los valores declarados en su plan de inversiones que será utilizado para la evaluación de inclusión de activos en la BRA).
- b. Incentivos asociados con la eficiencia en los gastos de AOM (proporcionales a la capacidad del OR de reducir los gastos en AOM efectivamente verificados en cada uno de los años de un período tarifario, teniendo como referencia el valor inicial reconocido de AOM, determinado con cualquier mecanismo que desacople los valores reconocidos y remunerados de valores *efectivamente incurridos por la empresa y evaluados ex post*).
- c. Incentivos asociados con la calidad del servicio (proporcionales a la capacidad del OR de alcanzar indicadores de desempeño relativos a la calidad del servicio). De acuerdo con lo indicado en la sección 0, estos incentivos ya existen en la regulación actualmente vigente en Colombia e incluyen señales económicas para la mejora de la calidad media y para la mejora de la calidad individual para consumidores con niveles subnormales de calidad de servicio.

¹⁴⁶ En particular, los valores de AOM remunerado y de AOM demostrado de cada operador de red, durante los años 2009 a 2013.

Sin embargo, hay aspectos específicos de la regulación vigente que deben ser mejorados, según lo indicado en la sección 0 – mejoras que incluyen la necesidad de definir metas de largo plazo para la mejora de la calidad media, así como la necesidad de incorporar métricas de frecuencia de interrupciones entre los índices de continuidad utilizados para evaluar el desempeño de las distribuidoras¹⁴⁷.

Se espera que la posibilidad de capturar ingresos adicionales y proporcionales a los tres factores mencionados anteriormente resulte en incentivos adicionales para el equilibrio entre soluciones capital-intensivas y soluciones intensivas en *opex*, mitigando parcialmente el problema de incompatibilidad entre el procedimiento de determinación de la base regulatoria de activos y los gastos reconocidos iniciales de AOM.

10.3.6 Señales económicas para la innovación en modelos de negocios y adecuación de tratamiento de otros ingresos para distribuidoras

Un tema relevante para la innovación en modelos de negocios que exploren las posibilidades brindadas por tecnologías de RI, y que por lo tanto ofrezcan señales económicas para el despliegue de estas tecnologías, es el tratamiento regulatorio de *otros ingresos* obtenidos por distribuidoras, correspondientes a otras actividades diferentes a la de distribución de energía eléctrica.

Según lo descrito en este informe, estos *otros ingresos* son referentes al desarrollo de actividades no estrictamente relacionadas con proporcionar los servicios de transporte de energía por redes de distribución o de comercialización de energía a consumidores regulados, pero que guardan sinergia con el servicio de puesta a disposición y operación de infraestructura de red eléctrica. Estas actividades pueden conceptualmente incluir, entre otros, servicios de comunicación de datos.

Según la regulación actualmente vigente en Colombia [50], la porción de los *otros ingresos* que son efectivamente obtenidos por la distribuidora es de un 67%, lo que significa que una tercera parte de los ingresos originados en otras actividades distintas a la distribución de energía eléctrica es compartida con los consumidores. En la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77], la porción compartida de los *otros ingresos* obtenidos por la distribuidora es de un 50%.

En anteriores secciones se anotó que, la determinación de la porción compartida de los ingresos obtenidos por distribuidoras es una decisión regulatoria que puede afectar el despliegue de determinadas tecnologías y la innovación en modelos de negocios. Por ejemplo, permitir la captura de una porción más significativa de ingresos asociados a servicios de comunicación puede representar incentivos adicionales para que distribuidoras implementen dichos sistemas.

Condición similar se aplica a otros tipos de agentes y servicios. Por ejemplo, permitir a comercializadores de energía eléctrica que atiendan a consumidores regulados que obtengan porciones relevantes de ingresos relacionados a la gestión integrada de la comercialización y consumo de electricidad, agua y eventualmente otras *utilities* puede servir como incentivo para

¹⁴⁷ Una alternativa es adoptar la estructura de incentivos a la calidad de servicio similar a la indicada en la propuesta de regulación contenida en el documento en consulta Resolución CREG 179/2014, incorporándola en propuestas futuras en el caso en que esta resolución no sea aprobada, ya que la propuesta indicada en este instrumento regulatorio ya contempla las recomendaciones indicadas en este texto.

la creación de nuevos negocios con impactos sobre el despliegue de tecnologías de RI (por ejemplo, AMI) y con la evolución de los servicios de *utilities* requerida para alcanzar el concepto de *ciudades inteligentes*.

Teniendo esto en cuenta, se presenta las siguientes recomendaciones:

1. Teniendo en cuenta que tanto la regulación hoy vigente en Colombia como la propuesta de regulación en el documento en consulta de Resolución CREG 179/2014 [77] parecen especificar un tratamiento uniforme de los *otros ingresos* relacionados a todas las *otras actividades* no estrictamente relacionadas con la distribución de energía eléctrica, con un factor único de para definición de la porción de otros ingresos capturada por las distribuidoras, se recomienda tratar de manera más *granular* estos otros ingresos. Esto incluye:

- a. Preparar una enumeración más amplia, pero no exhaustiva, de actividades generadoras de *otros ingresos*.
Se recomienda una definición amplia, pero *no exhaustiva*, para que se permita a operadores de red concebir modelos de negocio innovadores y que exploren las sinergias y oportunidades de RI y proponer dichas actividades al regulador, que las aprobaría según el resultado de análisis independientes.
- b. Determinar la porción de los *otros ingresos* que puede ser capturada por distribuidoras, para cada actividad, de forma a dar señales económicas al desarrollo de tecnologías de RI que resulten en externalidades positivas para el sistema y la sociedad colombiana.

Particularmente relevantes pueden ser actividades que sean objeto de políticas públicas sectoriales o inter-sectoriales (por ejemplo, actividades de comunicación de datos relacionadas con políticas públicas de difusión de acceso a comunicación de banda ancha).

2. Extender la posibilidad de ejercer actividades generadoras de *otros ingresos* a otros agentes con actividades reguladas – por ejemplo, transmisores, o también comercializadores de energía eléctrica que atiendan a consumidores regulados –, considerando también una definición flexible de las actividades.
3. Cabe resaltar que, debido a la determinación regulatoria de que, en el caso de la actividad de distribución, una porción de los *otros ingresos* sean compartidos con los consumidores, los consultores entienden que la contabilidad de las actividades a que estos otros ingresos están asociadas ya ocurre de manera separada de la actividad de distribución. Dicha separación contable también se aplicaría entre las actividades generadoras de *otros ingresos* y otras actividades de la cadena de valor del sector eléctrico. En algunos casos, la separación contable puede ser un requisito para la ejecución de algunas de las actividades generadoras de *otros ingresos* – por ejemplo, para prestar servicios de TIC en Colombia se requiere registro y pagos al Estado según normas específicas, por lo cual la separación contable sería presumiblemente un elemento importante para posibilitar la prestación de servicios de comunicación de datos.

10.3.7 Ampliación de posibilidades de negocio de agentes regulados

Con el incremento de la penetración de DER y vehículos eléctricos en el sistema de distribución, surgirán oportunidades para la prestación de nuevos servicios, como agregación de generación distribuida de pequeña escala para ventas en el mercado mayorista o la gestión de micro-redes.

Aunque no sea posible anticipar todo el rango de soluciones innovadoras que serán propuestas por agentes ya existentes del sector o nuevos tipos de agentes, incluir en la regulación definiciones generales de nuevas modalidades de servicio y posibilitar que agentes con actividades reguladas – en particular, comercializadores que atienden consumidores regulados – se involucren en dichas actividades y contribuyan para su definición puede representar un incentivo importante a la innovación.

Teniendo esto en cuenta, se recomienda que, en la medida en que la penetración de DER y vehículos eléctricos (y también de consumidores participantes en mecanismos de respuesta de la demanda) se incrementen, sean tomadas las siguientes medidas:

1. Introducción en la regulación de la actividad de agregación de generación distribuida de pequeña escala para participación en el mercado de energía mayorista y de la posibilidad de que comercializadores presten este servicio, observando las condiciones introducidas en el ítem 3 de la sección 13.1.3.
2. Introducción en la regulación del permiso para que comercializadores desarrollen actividades de gestión de micro-redes, con servicios que involucren optimización operacional y comercial de recursos de generación distribuida, almacenamiento local (incluyendo capacidad de almacenamiento en vehículos eléctricos) y gestión de la demanda (incluyendo la carga de vehículos eléctricos).
3. Se recomienda que, aunque la regulación permita que comercializadores desempeñen estas actividades, no se limite *a priori* su desarrollo a dichos agentes, evitando limitar el surgimiento de nuevas clases de actores y la innovación en modelos de negocio en el sector eléctrico.
4. Evaluación de la posibilidad de permitir que el comercializador ofrezca, aún para el consumidor regulado¹⁴⁸, productos diferenciados y de *nicho*. Como ejemplos posibles de productos diferenciados y de nicho, se tienen:
 - a. Un producto de comercialización de energía *renovable*, que básicamente incluiría la compra de energía a través de un mezcla (*mix*) contractual con elevada participación de contratos con generadores renovables (incluyendo distribuidos). Habría que definir la participación del comercializador de renovables en el *mix* contractual, de manera a que consumidores (incluso los regulados) que tengan preferencias por energías renovables elijan el producto.
 - b. Un producto de comercialización de energía producida *localmente* y por agentes con determinado perfil socioeconómico (*cooperativas, comunidades locales, etc.*), que básicamente incluiría la compra de energía a través de un *mix* contractual con elevada participación de contratos con generación distribuida local¹⁴⁹ y producidas por cooperativas, comunidades locales o cualquier otro agente local que pueda representar un valor para el cliente de los servicios de comercialización. Habría que definir la participación del comercializador de generación local en el *mix* contractual, de manera a que consumidores (incluso los regulados) que tengan preferencias por energías *locally-sourced products*¹⁵⁰ elijan el producto.

¹⁴⁸ Se menciona explícitamente el consumidor regulado por entenderse que la posibilidad ya existe para consumidores no regulados, ya que los términos de contratos entre el comercializador y estas clases de consumidores se pactan libremente.

¹⁴⁹ Para esto, es necesario que la generación distribuida pueda comercializar su energía con comercializadores a través de contratos. Observe comentarios de las secciones anteriores, particularmente la 13.1.3, sobre el tema.

¹⁵⁰ Se construye este segundo ejemplo apenas con fines ilustrativos, basándose en la tendencia mundial de preferencias de ciertas clases de consumidores por *locally-sourced products* como forma de impulsar el desarrollo económico local de sus comunidades.

La adhesión a estas modalidades sería opcional – es decir, se constituyen como modalidades alternativas al servicio de comercialización a la tarifa regulada y con el *mix estándar* de contratos del comercializador, y solamente se aplica a consumidores regulados que tengan interés en migrar a una de las nuevas modalidades.

La demanda por estos productos de nicho y la consecuente demanda por contratos con los generadores mencionados podrían impulsar la oferta de generación distribuida, particularmente la renovable, constituyendo un mecanismo para que consumidores expresen sus preferencias particulares.

10.3.8 Remoción de barreras a la competencia en la actividad de comercialización como instrumento de incentivo a la innovación

La competencia en la actividad de comercialización representa un vector importante para la creación de nuevas modalidades tarifarias, productos, servicios y modelos de negocios¹⁵¹ basados en la exploración de tecnologías y soluciones de RI y que pueden impactar positivamente la eficiencia sistémica del sector eléctrico Colombia.

Ejemplos de nuevas modalidades tarifarias, productos, servicios y modelos de negocios que pueden ser apalancados por la competencia entre comercializadores incluyen:

- Los productos de *nicho* mencionados en la sección 10.3.7;
- Modalidades tarifarias y modelos contractuales mejor adaptadas al perfil de riesgo y retorno de consumidores no regulados;
- Servicios de respuesta de la demanda, agregación y gerencia de micro-redes.

Sin embargo, los consultores entienden que existen actualmente barreras de entrada que representan obstáculos importantes a la competencia en el segmento de comercialización en Colombia, entre las cuales se destacan:

- a. Barreras estructurales relacionadas a la integración vertical:
Agentes de otros segmentos de la cadena de valor (generadores, distribuidores) pueden tener comercializadoras y concebir estrategias que exploran sinergias verticales. En particular, agentes de generación que tienen comercializadoras pueden reducir sensiblemente su margen de comercialización, si el margen de generación les permite mantener la viabilidad de las unidades de negocio combinadas. Esto representa una barrera de entrada significativa para comercializadores independientes que buscan actuar en el segmento de consumidores libres.
- b. Barreras relacionadas con economías de escala en la actividad de lectura de contadores tradicionales:
Esta barrera fue expuesta en la sección 1.1.1 - Ejecución de estudios y definición de regulación y política de despliegue y asignación de costos de contadores inteligentes y es significativa para el segmento de consumidores de pequeña escala (y el segmento regulado, debido a la predominancia de consumidores de pequeña escala en él).

Teniendo esto en cuenta, se presentan las siguientes recomendaciones:

¹⁵¹ Así como para el despliegue de soluciones de respuesta de la demanda bajo modelos ya existentes.

-
1. Con respecto a la barrera (a) anterior, realizar un estudio de impacto regulatorio para: (i) verificar si la integración vertical de hecho resulta en ineficiencias (relacionadas a barreras de ingreso); y (ii) evaluación si los beneficios de *eliminación* de la posibilidad de integración vertical por medio de la regulación de la composición accionaria de comercializadoras (incluyendo el incremento de la competencia en el segmento de comercialización) superan los costos de esta acción.

Si el resultado de los estudios de impacto regulatorio lo justifican, se recomienda emitir regulación que elimine la posibilidad de integración vertical, introduciendo la obligación de separación de *ownership*, legal y contable.

2. Con respecto al ítem (b) anterior, las opciones para remoción de barreras dependen de los resultados de los estudios de impacto regulatorio propuestos en el ítem 1 de la sección 0 Ejecución de estudios y definición de regulación y política de despliegue y asignación de costos de contadores inteligentes y las decisiones sobre el políticas de despliegue masivo de contadores inteligentes:
 - a. En el caso que se opte por implementar políticas de despliegue masivo de contadores inteligentes, la posibilidad de lectura remota de los contadores ya contribuye a la reducción significativa de barreras de entrada relativas a economías de escala, siendo probable que no se requieran medidas adicionales.
 - b. En el caso en que no se implementen políticas de despliegue masivo de contadores y que la actividad de lectura de contadores permanezca intensiva en mano-de-obra y con economías de escala significativas en una determinada región geográfica, una posible solución es separar las actividades de medición y comercialización. Las alternativas para esto incluyen: (i) atribución de la responsabilidad por la actividad de medición a operadores de red, y creación de estructura de señales económicas necesarias para que ejerzan este servicio con calidad independiente de la del comercializador; o (ii) separación entre la actividad de medición y lectura y la actividad de comercialización.

10.3.9 Seguimiento de aplicación de mecanismo de contratos de calidad extra y obtención de información relevante para planeación y actividad regulatoria

Los contratos de calidades extra, ya presentes en la Resolución CREG 097/2008 y también incluidas en la propuesta de regulación del documento en consulta de Resolución CREG 179/2014, guardan relación importante con el tema de mejora de la calidad de servicio, según indicado en las secciones 0 y 0de este informe.

Estos también pueden representar un *driver* importante para el despliegue de tecnologías de ADA y de AML. La automatización de la red de distribución puede representar uno de los instrumentos posibles para garantizar niveles de calidad extra especificados en los contratos. En cuanto a AML, equipos de medición avanzada podrán permitir la medición de la calidad entregada y su comparación con especificaciones contractuales - aunque que la negociación de los términos del contrato es libremente negociada entre las partes, lo que presumiblemente incluye también la medición de los niveles de calidad entregados, se debe considerar el escenario en que los procedimientos acordados bilateralmente incluyen medición avanzada.

Teniendo esto en cuenta, se presenta las siguientes recomendaciones, que deben ser consideradas en conjunción con aquellas de la sección 0y 12.1.1:

1. Seguimiento del uso de mecanismo que garanticen la posibilidad de libre negociación entre el usuario y el OR de *contratos de calidad extra*, considerando lo siguiente:
 - a. Aunque no se espera que este mecanismo se utilice por una proporción relevante de los consumidores conectados a baja tensión, su utilización por usuarios conectados a redes de distribución de tensión más elevada puede dar señales económicas para el desarrollo de ADA, para garantizar niveles de continuidad de suministro más elevados.
 - b. Se recomienda que el regulador introduzca mecanismos que le permitan conocer los términos finales negociados entre los consumidores y el OR. El procesamiento de esta información puede ayudar al regulador en el proceso de la definición dinámica de niveles de calidad mínima individual o de calidad media por grupos, de manera a buscar una mejora constante del desempeño del OR, en los términos indicados anteriormente. Sin embargo, se recomienda el diseño de un procedimiento lo menos invasivo que posibilite el acceso del regulador a esta información, preferencialmente con acceso simplemente a los términos finales de contratos estándar.
 - c. La información obtenida en el proceso de negociación puede ayudar también a la distribuidora a: (i) desarrollar nuevas estrategias de negocio y también concebir nuevos productos o servicios que, desde que la regulación lo permita, pueda ofrecer al usuario en un futuro próximo; y (ii) utilizar información de mejor calidad sobre la demanda de confiabilidad de determinadas clases de usuarios al realizar los planes de expansión.

Se recomienda que la CREG incentive a la distribuidora a incluir, entre la información que justifique los planes de expansión presentados para la aprobación del regulador, análisis basados en la información sobre las preferencias de consumidores obtenida a través de contratos de calidad extra.

10.3.10 Definición dinámica de metas reducción de pérdidas de energía

La reducción de niveles de pérdidas técnicas y no técnicas es uno de los objetivos estratégicos para el despliegue de tecnologías de RI en Colombia.

La posibilidad de reducir pérdidas técnicas (a través de reconfiguración de la red) con la utilización de ADA puede representar un incentivo relevante para el despliegue de esta clase de tecnologías.

Para pérdidas comerciales, es particularmente relevante el despliegue de tecnologías de sensores y medición avanzada, ya que la comparación de los datos medidos de flujos de potencia e inyecciones en la red con los datos medidos de consumo a ser facturado, con el auxilio de aplicaciones computacionales especializadas, tiene el potencial de permitir la identificación de regiones y alimentadores con pérdidas comerciales y, consecuentemente, diseñar programas de reducción de pérdidas. Aunque los sensores en la red de distribución estén relacionados con la tecnología de ADA (debido a que los sensores son componentes importantes de sistemas de automatización), las medidas de consumo facturado con la resolución temporal requerida se implementan con sistemas de AMI. De esta manera, lo que se

presenta en esta sección tiene relación particular con el despliegue de tecnologías y soluciones de ADA y AMI.

De manera análoga a lo indicado en el ítem 12.1.1 para el caso de los indicadores de calidad de servicio, la mejora de indicadores relacionados a pérdidas de energía ya consta entre los objetivos que deben ser alcanzados por los planes de expansión indicados en la sección 10.3.3 de este documento, y así las recomendaciones para esa sección ya se relacionan con la provisión de señales económicas para el despliegue de las tecnologías relevantes.

Sin embargo, la definición de metas dinámicas de reducción de niveles de pérdidas, que lleven a una mejora continua del desempeño del operador de red, es también un tema relevante que tiene que ver con el despliegue de tecnologías de ADA.

Teniendo esto en cuenta, se presenta las siguientes recomendaciones:

1. Implementación de mecanismos de definición de metas de pérdidas técnicas y no técnicas y evaluación de la habilidad de las distribuidoras en alcanzar estas metas como criterios para la definición de niveles de ingresos regulados. Las metas deben idealmente ser definidas de manera dinámica y con perfiles realistas, pero ambiciosas, de reducción de pérdidas.
 - a. Las reducciones de pérdidas que se requiere de las distribuidoras deben ser tenidas en cuenta al evaluar los planes de expansión indicados en la sección 10.3.3, particularmente el plan de gestión de pérdidas.
 - b. Se recomienda que, para el proceso de evaluación del plan de reducción de pérdidas que involucra la comparación con un plan de referencia, se evalúe de forma integrada los *gastos totales* (incluyendo *capex* y *opex*) del plan, de manera a no limitar las decisiones tecnológicas de distribuidoras con respecto al equilibrio entre soluciones capital-intensivas (que pueden incluir, por ejemplo, inversiones en nuevos equipos de sensores y actuación remota, así como otras tecnologías de RI) o gastos operacionales en reducción de pérdidas.

10.4 Medidas de Política Sectorial e Inter-Sectorial

En esta sección, se propone medidas relacionadas con políticas del sector eléctrico o políticas inter-sectoriales (con atención a políticas que requieran coordinación con el sector de telecomunicaciones).

10.4.1 Difusión de mecanismos de apoyo a la inversión en infraestructura de telecomunicaciones

Las inversiones en infraestructura de telecomunicaciones requerida para ofrecer soporte a las RI pueden ser significativas y representar un obstáculo para operadores de red, especialmente aquellos con baja capacidad financiera para la inversión [88].

Teniendo en cuenta la criticidad del desarrollo de infraestructura de telecomunicaciones para el desarrollo y obtención de los beneficios de RI, se recomienda:

1. La continuación de difusión de información sobre acceso a mecanismos de apoyo a inversiones en infraestructura de telecomunicaciones, con esfuerzo orientado

primariamente a operadores de red con baja capacidad financiera, siendo investigadas al menos las siguientes modalidades:

- a. Difusión de información sobre acceso al Fondo de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones (FONTIC, [89]), evaluación de la eficiencia de los canales de acceso a este fondo por parte de operadores de red con baja capacidad financiera y ejecución de ajustes necesarios, en caso que se identifiquen barreras.
 - b. Adicionalmente si es viable, extensión del alcance del fondo FENOGE (Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía¹⁵²) para la inclusión de inversiones en telecomunicaciones que soporten aplicaciones de RI relacionadas con gestión eficiente de energía o incremento de participación de fuentes no convencionales de energía conectadas a redes de distribución.
2. Para la utilización de estos mecanismos como fuentes relevantes de financiación para inversiones en infraestructura de telecomunicaciones por parte de operadores de red u otros agentes regulados bajo el concepto de regulación de monopolio natural, y considerando las expectativas de que los costos de deuda resultantes sean inferiores a los niveles prevalentes en el mercado, se recomienda que los parámetros relevantes sean considerados para la determinación de estructura de capital y costos de deuda de los operadores de red, para definición del WACC regulado.

10.4.2 Garantía de interoperabilidad de redes de telecomunicación en el contexto de desarrollo de RI

Las recomendaciones con respecto a la garantía de interoperabilidad para redes de telecomunicaciones se basan en las directivas de [82] e indicadas a continuación:

1. Usar como referencia en Colombia, para el análisis del conjunto de funcionalidades previstas, el modelo CEN-CENELEC-ETSI *Smart Grid Architecture Module (SGAM)* del *Smart Grid Coordination Group*.
2. Implantar un marco de interoperabilidad de RI formal para Colombia:
 - a. El marco que se adopte debe permitir recopilar los requisitos de interoperabilidad mediante la identificación de casos de uso en cada una de los enlaces de la cadena de valor (generación, transporte, distribución, almacenamiento y consumo) y asegurar que la validación de la interoperabilidad de los sistemas se realice a través de pruebas.
 - b. El marco también debe ser flexible para que las empresas de energía, aún actuando dentro de una conceptualización de arquitectura común para el país, cuenten con garantías de neutralidad tecnológica al interior de sus propias redes, que les permitan la diferenciación de sus competidores y el mantenimiento de una red de proveedores tecnológicos diversa.
3. Evaluar la conveniencia de uso de Normas Internacionales o eventualmente de Normas Técnicas Nacionales que sean producto de un proceso con amplia participación de la industria, para que los elementos o las interfaces que puedan afectar la interoperabilidad entre distintas empresas de energía cuenten con una especificación común.

¹⁵² Fondo actualmente propuesto en proyecto de decreto del MME, y creado en conformidad con las disposiciones del artículo 10 de la Ley 1715/2014 [81].

10.4.3 Garantía de ciberseguridad en el contexto de desarrollo de RI

Las recomendaciones con respecto a la garantía de ciberseguridad para redes de telecomunicaciones son basadas en las directivas de [82] e indicadas a continuación:

1. El ColCERT¹⁵³ establecido por la directiva CONPES¹⁵⁴ 3701 requiere de mayores capacidades organizativas y técnicas, aspecto que ya ha sido identificado por el Ministerio de Tecnologías de la Información y las Comunicaciones en la elaboración de la nueva directiva CONPES sobre ciberseguridad. Esto lleva a las siguientes recomendaciones:
 - a. Implementar para el sector eléctrico un CSIRT¹⁵⁵ de carácter sectorial.
 - b. Establecer una coordinación efectiva entre el sector eléctrico y las entidades creadas por el CONPES 3701, en particular el ColCERT y el CCOC¹⁵⁶.
2. Estudiar la adopción de un conjunto más amplio de normas, más allá de la CEN-CENELEC-ETSI *Smart Grid Architecture Module* (SGAM) del *Smart Grid Coordination Group*, incluyendo:
 - a. El documento CEN-CENELEC-ETSI SG-GC/M490_H [85].
 - b. El documento ENISA con recomendaciones para Smart Grid Security [86].
 - c. Una adaptación de la iniciativa ENISA sobre certificación de seguridad de las Redes Inteligentes en Europa [87].
 - d. Algunas normas específicas ISO/IEC, IEC, IEEE, IETF, NIST e ISA.
3. Evaluar la adecuación del alcance y la implementación de la Resolución CREG 038 de 2014 [83] y el Acuerdo 701 del CNO [84].
 - a. Fomentar una comprensión común sobre conceptos nuevos, que no han sido parte de las discusiones tradicionales dentro de la industria eléctrica.

¹⁵³ Grupo de Respuesta a Emergencias Cibernéticas de Colombia.

¹⁵⁴ Consejo Nacional de Política Económica y Social.

¹⁵⁵ Computer Security Incident Response.

¹⁵⁶ Comando Conjunto Cibernético de las Fuerzas Militares.

11. Infraestructura de Medición Avanzada

En este capítulo, se identifican y describen propuestas de medidas relacionadas con la introducción o la mejora de mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico requeridas para ofrecer señales económicas óptimas para el despliegue de tecnologías y soluciones de AMI en el contexto de desarrollo de RI en Colombia.

11.1 Medidas de Política Sectorial

Excepcionalmente, este capítulo comienza con la sección de medidas de política sectorial.

Esto se justifica por el hecho de que la medida combina elementos de política sectorial y de regulación, y los resultados de estudios que se recomienda ejecutar como parte de esta medida tienen impacto potencial sobre medidas regulatorias presentadas más adelante.

11.1.1 Ejecución de estudios y definición de regulación y política de despliegue y asignación de costos de contadores inteligentes

Como se verá a continuación, esta primera medida combina excepcionalmente elementos de regulación y de política del sector eléctrico.

Algunas de las medidas propuestas en secciones anteriores de este informe condicionan la implantación de tecnologías o soluciones de RI¹⁵⁷ a la implantación de contadores inteligentes que tengan funcionalidades técnicas mínimas. Algunas de las soluciones indicadas en los secciones siguientes de este capítulo también dependen de la implantación de contadores inteligentes.

Esto indica que los contadores inteligentes son componentes de gran importancia para el despliegue de diversas soluciones y tecnologías de RI, notablemente aquellas relacionadas con DER, vehículos eléctricos y respuesta de la demanda.

Los consultores entienden que el Código de Medida [92] de Colombia indica que la *propiedad* del sistema de medición, incluyendo contadores inteligentes, y la *responsabilidad de costos* por su implantación es acordada libremente entre las partes involucradas en una transacción comercial (comercializador, consumidores, generadores, etc.). El entendimiento surge del siguiente extracto del Código de Medida [92]:

“Artículo 5. Propiedad del sistema de medición. Sin perjuicio de lo establecido en esta resolución sobre la responsabilidad de las fronteras, corresponde a las partes determinar la propiedad de los elementos del sistema de medición. Estas son libres de adquirir en el mercado el medidor y los demás bienes y servicios, siempre y cuando estos cumplan con las características técnicas exigidas en este Código.

Parágrafo. Conforme a lo establecido en los artículos 144 y 145 de la Ley 142 de 1994 en el contrato de servicios públicos se podrá exigir al usuario la compra de los equipos necesarios para medir sus consumos y adoptar las medidas y acciones necesarias, con el

¹⁵⁷ Por ejemplo, tarifas horarias, generación distribuida y mecanismos de compensación de créditos o venta de excedente, implantación de carga de vehículos eléctricos.

fin de que los representantes de las fronteras comerciales den cumplimiento a los dispuesto en el artículo 4 de esta resolución.”

El entendimiento de los consultores es que el tratamiento regulatorio de asignar la propiedad y la responsabilidad de costos del sistema de medición (incluso de contadores inteligentes que se quiera implantar) a través de la libre negociación entre los agentes involucrados lleva conceptualmente a algunos resultados eficientes, ya mencionados en el Tema Bx 12.1 de este documento, con respecto a la implantación de tecnologías y soluciones de RI, cuando no se tiene en cuenta la posibilidad de que existan externalidades resultantes del desarrollo de estas tecnologías.

Sin embargo, una dificultad relevante se relaciona con externalidades positivas del incremento en el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI que dependen de contadores inteligentes para su despliegue, incluyendo los impactos positivos del despliegue de generación distribuida renovable sobre la sostenibilidad ambiental y la salud, entre otros. Como las externalidades no son tenidas en cuenta por los agentes al decidir sobre la implantación de las tecnologías de RI y de los medidores inteligentes, el modelo de tratamiento regulatorio de asignar la propiedad y la responsabilidad de costos del sistema de medición a través de la libre negociación entre los agentes involucrados puede estar llevando a ineficiencias en el mercado.

Otro problema potencial con el modelo de negociación de los costos de implantación de contadores inteligentes se relaciona con la limitación de la competencia de la actividad de comercialización, principalmente para consumidores de pequeña escala del segmento regulado:

- Hay economías de escala significativas en la actividad de lectura de contadores tradicionales (contadores sin capacidad de envío de información por canales de telecomunicación) y estas representan barreras de entrada a nuevos comercializadores que buscan penetrar una determinada región geográfica dominada por un agente incumbido.
- La implantación masiva de contadores inteligentes con capacidad de comunicación remota y envío de informaciones por canales de telecomunicación tiene por lo tanto el potencial de permitir el incremento de la competencia en la actividad de comercialización para consumidores de pequeña escala, ya que la posibilidad de uso de telecomunicación y lectura remota en la práctica reduce significativamente las economías de escala.
- Por lo tanto, los efectos positivos del aumento de la competencia deben idealmente estar entre los factores evaluados y cuantificados en estudios de impacto regulatorio de la introducción de contadores inteligentes en Colombia, como los que se recomendará más adelante en esta sección.

Considerando esto, se recomienda que:

1. Las instituciones del sector eléctrico Colombiano realicen un estudio de impacto regulatorio y de políticas sectoriales donde se evalúe en detalle la relación costo-beneficio de cambios en la política de despliegue masiva de contadores inteligentes y la captura de estos costos y beneficios por los *stakeholders*, considerando todos los factores mencionados anteriormente – es decir, incluyendo una evaluación de externalidades y de

posibles efectos positivos de fomentar la competencia en la actividad de comercialización¹⁵⁸.

Se recomienda que el estudio utilice, en lo posible, un abordaje práctico y de evaluación cuantitativa de los beneficios, que ofrezca soporte a la toma de decisión de procesos regulatorios y de política sectorial. Basar el proceso de toma de decisiones en estudios sólidos es una manera de garantizar que la regulación y las políticas implementadas sean estables – y garantizar estabilidad regulatoria con respecto a las responsabilidades y los roles de agentes involucrados en el despliegue de los contadores es un aspecto importante para asegurar la implantación efectiva de estos equipos¹⁵⁹.

¹⁵⁸ Aunque la referencia [48] presente estudios cuantitativos sobre beneficios del despliegue de tecnologías de RI, incluyendo AMI, el formato y la metodología de los estudios de [48] no son suficientes para la toma de decisiones sobre la implementación de políticas de aceleración de despliegue tecnológico como aquellas de que se trata en esta sección. Los estudios de [48] cuantifican el impacto del despliegue de las tecnologías de RI sobre algunos indicadores técnicos como, por ejemplo: (i) índice de detección de fraudes e índice de reducción de pérdidas no técnicas, ambos en %; (ii) porcentaje de reducción del pico de demanda; (iii) variación de indicadores de calidad (en minutos/año) y mejora de continuidad de suministro (en %); (iv) índices de variación de pérdidas técnicas (en %); (v) índices relacionados a la reducción de emisiones de CO₂ (en toneladas/año y en %); (vi) índices de reducción de la dependencia del recurso hidráulico (en %); (vii) mejora del factor de potencia; (viii) aumento de la vida útil y aplazamiento de inversiones para aumentar la capacidad de la red de distribución (en años y en %); (ix) reducción de costos de comercialización (en USD/cliente/año). Después de cuantificación de estos índices, procede a la definición de valores objetivo para cada beneficio, la definición del impacto de las funcionalidades en los objetivos de Colombia y la evaluación de la influencia de distintas soluciones y tecnologías de RI sobre los beneficios [48].

Aunque estudios con este formato sean un método posible para una evaluación comparativa de tecnologías y soluciones de RI y la definición de las funcionalidades de mayor interés para Colombia, un estudio con este formato no es suficiente para la toma de decisiones de política energética como las indicadas en esta sección. Estudios cuantitativos que sirvan de soporte a decisiones sobre métodos de costeo del despliegue de tecnologías y la evaluación de alternativas que incluyen costeo estrictamente por agentes del sector eléctrico sin subsidios de cualquier forma, por el contribuyente (es decir, con subsidios costeados a través de recursos fiscales) y subsidios cruzados intersectoriales deben incluir, como información mínima:

- Evaluación cuantitativa de beneficios y costos para la sociedad como un todo, incluyendo externalidades, con los costos y beneficios expresos en métricas que permitan la cuantificación objetiva de beneficios totales, con monetización de beneficios siempre que sea posible (por ejemplo, beneficios relacionados al aplanamiento de la curva de demanda se deben traducir en beneficios monetarios debido a los impactos en la estructura de costos de suministro de energía).
- Evaluación cuantitativa de beneficios capturados por cada *stakeholder* (consumidores, usuarios, operadores de red, comercializadores, contribuyente, etc.) bajo las distintas alternativas de costeo y eventuales políticas de fomento al despliegue de tecnologías investigadas, con monetización de beneficios siempre que sea posible y con la identificación y cuantificación de externalidades.
- Evaluación cuantitativa de costos incurridos por cada *stakeholder* bajo las distintas alternativas de costeo bajo las distintas alternativas de costeo y eventuales políticas de fomento al despliegue de tecnologías investigadas, con monetización de costos (incluyendo ambientales y a la salud, por ejemplo) siempre que sea posible y con la identificación y cuantificación de externalidades.

La comparación de beneficios y costos incurridos por la sociedad como un todo, incluyendo eventuales externalidades, permite identificar si una tecnología o solución tiene beneficios netos positivos o no, y por lo tanto si debe ser utilizada. Sin embargo, para la toma de decisiones sobre alternativas de costeo, el análisis debe enfocarse en la eficiencia, equidad y viabilidad práctica de la *asignación* de beneficios y costos entre las partes bajo distintas alternativas, de manera a buscar políticas sectoriales de máxima eficiencia y que garanticen que los costos sean distribuidos de manera justa entre los *stakeholders* [93]. La evaluación debe, adicionalmente, modelar la incertidumbre en variables relevantes y utilizar técnicas de toma de decisiones bajo riesgo para seleccionar políticas robustas.

Las condiciones descritas aquí no hacen parte de los estudios de [48], que tuvieron como objetivo principal la identificación de las tecnologías y soluciones de RI más relevantes para Colombia, y no el soporte a la toma de decisiones sobre eventuales políticas públicas de costeo – y, por lo tanto, no dieron énfasis a externalidades o a la asignación de costos y beneficios entre los distintos *stakeholders*, entre otros requisitos necesarios para estudios de impacto regulatorio y de políticas sectoriales.

¹⁵⁹ Conforme indicado en [93], asegurar estabilidad regulatoria y definir las responsabilidades de manera estable es importante para garantizar la selección de tecnologías, elaborar un plan de negocios viable y eficiente para la implantación, evitar costos adicionales innecesarios y, con esto, establecer un ambiente apropiado para las inversiones.

2. Si el estudio indica una relación de beneficio-costo atractiva desde el punto de la sociedad y que justifiquen la implantación de una política de aceleración del despliegue de contadores inteligentes, se debe diseñar las posibilidades de costeo de esta política de aceleración de despliegue. Las alternativas a investigar¹⁶⁰ incluyen:

- a. Costeo parcial por el contribuyente, con recursos fiscales direccionados al despliegue, en caso se identifique que las externalidades para la sociedad como un todo lo justifican. Esto puede incluir mecanismos de financiación por bancas estatales a costos subsidiados, beneficios tributarios en la calidad de señales económicas para la inversión, etc.
- b. Costeo exclusivo por el consumidor de energía eléctrica, con políticas de subsidios intersectoriales para asignación de costos determinadas por la regulación.

Naturalmente, la especificación de una política de despliegue masivo puede incluir la determinación de prioridades y etapas de implantación, priorizando los sectores de consumidores en donde se espera obtener los mayores beneficios y que no presenten problemas de aceptación social [88].

11.1.2 Protección de datos y de la privacidad de consumidores

El tema de garantía de protección de datos y de la privacidad de consumidores se relaciona tanto a datos de consumo obtenidos con medición avanzada como a otras categorías de datos (por ejemplo, de generación inyectada a la red por generadores distribuidos).

La referencia [82] indicó que el tema de protección de datos y privacidad es considerado como adecuadamente cubierto en términos regulatorios y de política en Colombia, no identificando oportunidades de mejora.

Por lo tanto, es suficiente hacer cumplir disposiciones ya existentes de la legislación, no existiendo recomendaciones específicas con respecto a este ítem.

11.2 Medidas Regulatorias

En esta sección, se propone medidas relacionadas a la emisión, actualización o mejora de aspectos de la regulación del sector eléctrico.

Se enfatiza que, conforme lo indicado anteriormente, la recomendación de la sección 0.1 combina medidas de regulación con aquellas relacionadas a políticas sectoriales, involucrando, dependiendo de los resultados de estudios de impacto regulatorio, incentivos fiscales a inversiones para el despliegue masivo de contadores inteligentes.

Las medidas propuestas a continuación complementan aquellas ya mencionadas en el capítulo 10.

11.2.1 Definición de funcionalidades mínimas de contadores inteligentes

¹⁶⁰ Ver nota de pie de página 158 para exposición simplificada de requisitos mínimos de metodología de investigación.

Considerando que la implantación de diversas tecnologías y soluciones de RI tiene en la implantación de contadores inteligentes una pre-condición para su desarrollo, de acuerdo con lo discutido en la sección 0, se recomienda:

1. Emisión de regulación que especifique las funcionalidades mínimas para contadores inteligentes, preferencialmente con atención a funcionalidades requeridas para distintas aplicaciones. Una alternativa a investigar, con base en análisis de costo beneficio, es la especificación de un contador que pueda evolucionar en el tiempo incorporando nuevas funcionalidades a través de *software*, conforme lo indicado en [49].
2. Es importante coordinar esta tarea con las recomendaciones de las secciones 0 y 0 de este informe, para garantizar: (i) la interoperabilidad entre los contadores inteligentes y los centros de control y medición, así como los demás equipos y sistemas, con los cuales este se comunique; y (ii) la seguridad de la información.

11.2.2 Implementación de modalidad tarifaria horaria e impulso a la respuesta de la demanda

La medida presentada en la sección 13.1.2 incluye una recomendación de condicionar la implantación de generación distribuida de gran escala a la adopción de una modalidad de tarifación horaria, como parte de un paquete de recomendaciones para ofrecer señales económicas que lleven a niveles óptimos de desarrollo de estas tecnologías y evitar subsidios cruzados *escondidos* en esquemas de tarifación.

En aquella sección, se estableció también una distinción entre cargos del tipo *time-of-use* (por ejemplo, aquellos ya definidas en el capítulo 10 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77] y que se diferencian por períodos de carga *máxima*, *media* y *mínima*) y cargos a que se refiere en este texto estrictamente como *cargos horarios*, en que al menos los componentes de los cargos se refieran a los costos de energía con resolución horaria, aunque se utilice una asignación temporal de costos con estructura simplificada para otros componentes.

Cargos horarios – o mismo sub-horarios – en que los precios reflejen la evolución temporal del costo marginal de producción de energía tienen un potencial más significativo de llevar a modificaciones eficientes del perfil de demanda de consumidores que los cargos del tipo *time-of-use*.

Sin embargo, la necesidad de que consumidores de pequeña escala acompañen *manualmente*¹⁶¹ la evolución de los cargos a cada hora y modifiquen de manera correspondiente el consumo puede llevar rápidamente a la *fatiga* de los consumidores y la pérdida de interés por dichas modalidades de cargo. Se espera que el problema pueda ser resuelto en el futuro por la adopción de sistemas de gestión automática de carga que respondan automáticamente a la variación de precios y adapten el consumo. No obstante el hecho de que estos sistemas no están disponibles actualmente, la evolución tecnológica – impulsada por demandas futuras como la necesidad de gestionar cargas de mayor porte como vehículos eléctricos – podrá llevar a su desarrollo futuro.

Teniendo en cuenta todas estas consideraciones, se presenta las siguientes recomendaciones:

¹⁶¹ Es decir, sin el auxilio de sistemas automatizados.

-
1. Emisión de regulación para tarifas horarias¹⁶², condicionando la implantación de generación distribuida de gran escala y de estaciones de carga de vehículos eléctricos a la adopción de estas tarifas en los términos de la sección 0.

La medida no tiene prioridad inmediata, según lo indicado anteriormente, pero se recomienda indicar, ya en el instrumento regulatorio que establezca la obligación de adopción inicial de cargo *time-of-use* como condición para la implantación de estas tecnologías, que la migración a la modalidad de cargos horarios será obligatoria cuando esta modalidad esté disponible.

2. Cuando la modalidad esté disponible, se recomienda que sea incluida en el rango de tarifas por las cuales los consumidores de todas las clases pueden optar. Además, se recomienda la realización de estudios de impacto regulatorio para evaluar si es justificable tornar la modalidad obligatoria para consumidores a partir de cierta escala.

11.2.3 Ampliación de mecanismos de respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista

Existen actualmente dos esquemas de respuesta de la demanda por medio de la participación en el mercado mayorista de energía en Colombia, el *esquema de demanda desconectable voluntaria* y el *programa de respuesta de demanda en el mercado diario en condición crítica*.

Las alternativas y los posibles beneficios de ampliación de modelos de respuesta de demanda con participación en el mercado mayorista ya fueron analizadas, *desde el punto de vista de provisión de incentivos a innovación por comercializadores*, en la sección 10.3.2.

Sin embargo, evidentemente la posibilidad de participación *voluntaria* en dichos esquemas también ofrece beneficios a los consumidores, que tienen oportunidades de capturar ingresos con la participación en estos programas, optimizando la suma del lucro obtenido con la participación en programas adicionales de respuesta de la demanda y el beneficio obtenido por consumo de energía.

Considerando esto, se enfatiza aquí la recomendación presentada en el ítem 1 de la sección 10.3.2, formulando mientras tanto la recomendación desde el punto de vista de consumidores:

1. Incrementar las posibilidades de participación de consumidores en mecanismos de respuesta de la demanda:
2.
 - a. Mantener los mecanismos existentes de respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista en condiciones de escasez (*esquema de demanda desconectable voluntaria* y *programa de respuesta de demanda en el mercado diario en condición crítica*).
 - b. Incrementar el rango de mecanismos posibles y en cuya participación de consumidores es voluntaria de respuesta de la demanda, enfocados en otras condiciones, por ejemplo con: (i) posibilidad de participación directa en

¹⁶² Aun en el caso que la propuesta de regulación del documento en consulta de Resolución CREG 179/2014 se apruebe, se recomienda emitir regulación para el reemplazo del capítulo 10 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77], que se podrá mantener pero rebautizar como tarifas de *tiempo-de-uso*, por ejemplo.

subastas del Cargo por Confiabilidad; (ii) mecanismos de provisión de servicios complementarios de reservas operativas de respuesta rápida.

Además, naturalmente las recomendaciones anteriores de introducción de modalidades tarifarias horarias también presentan oportunidades de respuesta de la demanda a señales de precio contenidos en cargos al consumidor final.

12. Automatización de la Red

En este capítulo, se identifican y describen propuestas de medidas relacionadas a introducción o mejora de mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico requeridas para ofrecer señales económicas óptimas para el despliegue de tecnologías y soluciones de ADA en el contexto de desarrollo de RI en Colombia.

12.1 Medidas Regulatorias

En esta sección, se propone medidas relacionadas con la emisión, actualización o mejora de aspectos de la regulación del sector eléctrico.

Las medidas propuestas aquí complementan aquellas ya mencionadas en el capítulo 10 y que guardan relación íntima con el despliegue de tecnologías de ADA, notablemente las siguientes:

- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.3
- Compatibilización de mecanismos de remuneración y riesgos para implantación de soluciones de RI por parte de distribuidoras
- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.4, Compatibilización de parámetros regulatorios de recuperación de capital con el perfil tecnológico de soluciones de RI
- Compatibilización de parámetros regulatorios de recuperación de capital con el perfil tecnológico de soluciones de RI Aquellas mencionadas en la sección 10.3.9
- Seguimiento de aplicación de mecanismo de contratos de calidad extra
- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.10, Definición dinámica de metas reducción de pérdidas de energía

12.1.1 Definición dinámica de metas de calidad de servicio

La mejora de la calidad de servicio (continuidad de suministro) es no solo uno de los objetivos estratégicos de más gran relevancia que se busca alcanzar para el desarrollo de RI en Colombia, sino también uno de los *drivers* más importantes para el despliegue de las tecnologías de ADA, dado su contribución potencial a la mejora de los indicadores asociados.

La mejora de indicadores relacionados con la calidad de servicio ya hace parte de los objetivos que deben ser alcanzados por los planes de expansión indicados en la sección 0 de este documento, y así las recomendaciones de esa sección ya se relacionan con las señales económicas para el despliegue de las tecnologías relevantes.

Sin embargo, la definición de metas dinámicas de incremento de la calidad de servicio, que lleven a una necesidad de mejora continua del desempeño del operador de red, es también un tema relevante que tiene que ver con el despliegue de tecnologías de ADA.

Teniendo esto en cuenta, se presentan las siguientes recomendaciones, que deben ser consideradas en conjunto con aquellas de las secciones 10.3.3 y 10.3.9:

1. Mejora de los mecanismos que relacionan la remuneración de la distribuidora al desempeño con relación a la calidad de servicio, en particular en lo que se refiere a la definición de metas de calidad de servicio, y con particular atención a:

-
- a. La definición de metas por *grupos de calidad* que representen subsistemas de la distribuidora con condiciones socio-ambientales similares, con la de definición de *benchmarks* para los indicadores de continuidad de suministro (SAIDI y SAIFI) teniendo en cuenta características ambientales como nivel de ruralidad (que se relaciona con la densidad geográfica y características topológicas de la red) y riesgo de falla (debido a factores ambientales).
 - b. Se recomienda que la definición dinámica de metas tenga en cuenta la mejora gradual y realista, pero con perfiles ambiciosos, de la calidad de servicio – y, naturalmente, que estas metas ambiciosas sean consideradas al evaluar los planes de inversión de distribuidoras.

Para la definición de estas metas se debe analizar la viabilidad de utilizar diferentes técnicas, incluyendo: (i) *benchmarking* interno¹⁶³ entre grupos de calidad con características de ruralidad y riesgo de falla similares; (ii) modelos de expansión red de referencia que indiquen los niveles óptimos de confiabilidad considerando las características de densidad de carga y riesgo de falla de cada región. La utilización de estos últimos modelos requiere, de un alto volumen de información – incluyendo información sobre la reducción en la utilidad de consumidores debido a interrupciones (*costos de interrupciones*), cuyo levantamiento es complejo¹⁶⁴.

- c. Consideración de las metas de largo plazo para la calidad del servicio tanto en los mecanismos que objetivan incentivar mejoras en la calidad media como en los mecanismos que buscan alcanzar mejoras en la calidad individual.

12.2 Medidas de Política sectorial

En esta sección, se propone medidas relacionadas a políticas del sector eléctrico.

12.2.1 Creación de mecanismos de apoyo a la inversión en ADA

Así como indicado en la sección 10.4.1 para el caso de infraestructura de TIC, las inversiones en ADA pueden ser significativas y representar un obstáculo para operadores de red con baja capacidad financiera.

Teniendo esto en cuenta, las primeras recomendaciones son también análogas a aquellas de la sección 10.4.1 Difusión de mecanismos de apoyo a la inversión en infraestructura de telecomunicaciones:

1. Creación de mecanismos de apoyo a inversiones en ADA, orientados primariamente a operadores de red con baja capacidad financiera, siendo investigadas al menos las siguientes modalidades:

¹⁶³ O posiblemente considerando el desempeño de continuidad de suministro de subsistemas de distribución externos a Colombia, pero con características físico-ambientales similares, si estos están disponibles.

¹⁶⁴ Existen experiencias de reguladores que buscan obtener dichos parámetros, para su utilización en análisis regulatorios. El regulador brasileño, por ejemplo, emitió en 2014 una llamada de contratación de consultores para levantamiento de estos datos, considerando características particulares del sistema brasileño.

-
- a. Proporcionar garantías de crédito por el gobierno, para facilitar el acceso directo a deuda y disminuir los costos de capital de dichas distribuidoras;
 - b. Creación de fondos administrados por entidades gubernamentales orientados a la financiación de ADA. Complementariamente y si viable, o extensión del alcance del fondo FENOGE (Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía¹⁶⁵) actualmente propuesto en proyecto de decreto del MME para inclusión de inversiones en ADA que brinden a la red eléctrica la flexibilidad operacional requerida para garantizar la capacidad de acomodar un incremento en la participación de fuentes no convencionales de energía conectadas a redes de distribución.
2. En cuanto a la utilización de mecanismos como fuentes relevantes de financiación para inversiones en ADA, y considerando las expectativas de que los costos de deuda resultantes sean inferiores a los niveles prevalentes en el mercado, se recomienda que los parámetros relevantes sean considerados para la determinación de estructura de capital y costos de deuda de los operadores de red, para definición del WACC regulado.

¹⁶⁵ Creado por el artículo 10 de la Ley 1715/2014 [81].

13. Recursos Energéticos Distribuidos

En esta sección se identifican y describen propuestas de medidas relacionadas a la introducción o mejora de mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico requeridas para ofrecer señales económicas óptimas para el despliegue de tecnologías y soluciones de DER en el contexto de desarrollo de RI en Colombia.

13.1 Medidas Regulatorias

En esta sección, se proponen medidas relacionadas con la emisión, actualización o mejora de aspectos de la regulación del sector eléctrico.

Las medidas propuestas aquí complementan aquellas ya mencionadas en el capítulo 10.2 y que guardan relación íntima con el despliegue de tecnologías de DER, específicamente las siguientes:

- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.1,
- Mitigación de riesgo de volumen de ventas y eliminación de *incentivos* volumétricos para distribuidoras
- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.2
- Equilibrio de incentivos volumétricos y otras señales económicas para comercializadoras atendiendo al consumidor regulado;
- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.3
- Compatibilización de mecanismos de remuneración y riesgos para implantación de soluciones de RI por parte de distribuidoras.
- Aquellas mencionadas en la sección 10.3.7
- Ampliación de posibilidades de negocio de agentes regulados.

13.1.1 Reconocimiento de acomodar DER como objetivo y driver de costo para expansión del sistema de distribución

Un incremento en la penetración de DER (principalmente de generación distribuida que exporte energía al sistema) en redes de distribución puede representar un *driver* de costo relevante para la expansión de este sistema.

Por otro lado, acomodar la integración de estos dispositivos al sistema eléctrico es un tópico importante para cumplir con diversos objetivos estratégicos del sector eléctrico en Colombia, que van desde la diversificación de la canasta de fuentes primarias para aumentar la seguridad de suministro hasta la disminución de la huella de carbono del sector.

De esta manera, es importante reconocer formalmente la necesidad de acomodar DER (notablemente, generación distribuida) como objetivos y drivers de costo para expansión del sistema de distribución.

La recomendación con respecto a este ítem es:

1. Implementación de los criterios para la elaboración y evaluación de planes de expansión, bajo el mecanismo recomendado en la sección 10.3.3 de evaluación y aprobación de

planes como mecanismo para inclusión de activos en la BRA. En particular, se recomienda que los criterios establecidos indiquen que los planes de inversión deben:

- (i) Ser viables ambientalmente.
- (ii) Considerar el impacto de la aplicación de la Ley 1715 de 2014, que a su vez trae directivas claras con respecto a la integración de las energías renovables no convencionales, incluyendo generación distribuida, y de la gestión eficiente de la energía al Sistema Energético Nacional.
- (iii) Identificar y presentar externalidades (lo que presumiblemente incluye externalidades ambientales) relevantes para su elaboración y para el proceso de toma de decisión.

Debido al impacto ambiental positivo de algunas clases de generadores distribuidos y también a las posibilidades de que algunas clases de DER (incluyendo almacenamiento local) impacten positivamente la gestión de la demanda, las directivas indicadas arriba ya ofrecen soporte a que la acomodación de las tecnologías de interés de esta sección sean consideradas por parte de las distribuidoras y por el regulador como un objetivo de la expansión del sistema de distribución y como un *driver* de costo.

2. Se recomienda también incorporar, entre los criterios para evaluación de planes de inversión, directivas para que los planes sean flexibles y adaptables a la evolución del mercado de comercialización¹⁶⁶. Este requisito, combinado con las recomendaciones anteriores sobre la adopción de señales económicas para incrementar confiabilidad, reducir pérdidas y alcanzar niveles óptimos de *capex* y *opex* pueden presentar oportunidades para la inversión, por parte de las distribuidoras, de baterías *utility-scale* como alternativas de expansión del sistema, cuando esta alternativa sea una solución económica.

13.1.2 Condicionamiento a implantación de medición avanzada y definición de cargos de uso de red para agentes con generación distribuida

En la sección 10.1.1, se presentaron algunas medidas relacionadas a la tarificación y definición de cargos de uso de red relacionada con la mitigación del riesgo de volumen de ventas y la eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras. Los términos de aquellas recomendaciones generales guardan relación con la adopción de DER, por lo cual se enfatiza aquí la necesidad de su implantación.

Sin embargo, hay recomendaciones adicionales con respecto a tarificación y cargos de uso de red para usuarios del sistema que desarrollen DER (notablemente generación distribuida). Estas recomendaciones adicionales sirven a los propósitos de:

- Ofrecer señales económicas que lleven a niveles óptimos, desde el punto de vista del sistema eléctrico como un todo, de implantación de estas tecnologías (incluyendo niveles óptimos de despliegue de almacenamiento asociado a generación distribuida) y patrones óptimos de uso de la red (inyección y retiro de potencia). Es decir, las señales económicas contenidas en las tarifas deben idealmente evocar decisiones eficientes de los agentes que implantarán y operarán los dispositivos en el largo y en el corto plazo.

¹⁶⁶ La modularidad de baterías y la posibilidad de desplazarlas a diferentes ubicaciones según la necesidad resulta en que estos equipos sean fuente de notable flexibilidad operacional, como instrumento de mitigación de riesgos de evolución no-anticipada de patrones especiales y temporales de consumo que lleven a estrés de la red.

-
- Evitar subsidios cruzados¹⁶⁷ que estén *escondidos* en esquemas de tarificación y definición de cargos de uso de la red. Es importante mencionar que, si se opta por incentivar algunas clases de DER a través de subsidios de cualquier naturaleza, de forma a buscar corregir fallas de mercado relacionadas a externalidades positivas de generación distribuida, estos incentivos deben ser idealmente *transparentes* y *posibles de cuantificar*, de forma a que la sociedad los pueda comprender y analizar.

Teniendo esto en cuenta, se presenta las siguientes recomendaciones:

1. Condicionar la implantación de autogeneración distribuida que inyecte excedentes a la red a: (i) la adopción de cargos en modalidades *time-of-use* u horarias; y (ii) la adopción de contadores inteligentes con funcionalidades mínimas de medición bidireccional y en intervalos de tiempo compatibles con estas modalidades de cargos.
 - a. Inicialmente, se puede aplicar cargos del tipo *time-of-use* que tengan valores distintos para períodos pre-determinados del día y de la semana¹⁶⁸.
 - b. Sin embargo, se recomienda indicar, ya en el instrumento regulatorio que establezca la adopción inicial de cargo *time-of-use*, que la migración a la modalidad de cargos horarios será obligatoria cuando esta modalidad esté disponible, al menos para autogeneradores de gran escala.

Se recomienda que al menos los componentes de los cargos que se refieran a los costos de energía¹⁶⁹ tengan resolución horaria, aunque se utilice una asignación temporal de costos con estructura simplificada (por ejemplo, del tipo *time-of-use*) para otros componentes.
2. La recomendación de aplicación de cargos binomios y con determinantes de facturación que reflejen la demanda de potencia requerida para respaldo confiable se aplica también a agentes que desarrollen generación distribuida¹⁷⁰. Esa recomendación es relevante para evocar comportamiento óptimo del consumidor en el largo plazo – por ejemplo, proporcionando señales económicas para la implantación de almacenamiento asociado a generación distribuida intermitente como forma de desplazar no sólo el consumo de energía, sino también la demanda de potencia, cuando sea económico – y evitar subsidios cruzados.

Sin embargo, para subsistemas con participaciones elevadas de tecnologías que inyecten potencia a la red, la imposición de un cargo de respaldo no es medida suficiente para evitar distorsiones en asignación de costos. Bajo determinadas penetraciones de DER y dependiendo de los patrones temporales de uso de red, la necesidad de acomodar montos significativos de exportación de potencia se torna un driver extremadamente relevante para la expansión de la red de distribución. Esto puede ser relevante aunque la participación total de generación distribuida en el sistema colombiano como un todo no

¹⁶⁷ Subsidios entre usuarios de la red eléctrica.

¹⁶⁸ Por ejemplo, tarifas *time-of-use* para períodos definidos de manera similar a los períodos de carga *máxima*, *media* y *mínima* en la propuesta de regulación del documento en consulta Resolución CREG 179/2014. En este punto, los consultores enfatizan que, en la 0, se presentaron dudas sobre la interpretación exacta de algunos ítems del capítulo 10 del documento en consulta Resolución CREG 179/2014 [77], donde se definen los cargos horarios aquí mencionados. Las declaraciones de este párrafo se basan en la comprensión actual de los consultores y pueden cambiar cuando se levanten las dudas anotadas.

¹⁶⁹ Incluyendo componentes de pérdidas.

¹⁷⁰ En el caso de generación distribuida, el tema es particularmente importante para la determinación del cargo de respaldo (ver sección 2.1.1).

alcance niveles elevados¹⁷¹, ya que recursos de generación distribuida pueden concentrarse en regiones y subsistemas de distribución específicos.

Así, se recomienda también evaluar la viabilidad de atribuir cargos de uso de la red cuyo determinante de facturación sea la energía o potencia *inyectada a la red* en horarios en que la demanda líquida sea negativa, para regiones exportadoras¹⁷², al menos para generadores y autogeneradores de gran escala y/o para instalaciones de almacenamiento de gran escala con capacidad de inyección de potencia a la red.

La recomendación de *evaluar la viabilidad* se justifica en este ítem por el hecho de que, según el entendimiento de los autores, la filosofía general de asignación de costos de red de transporte de electricidad en Colombia es de asignar todos los costos al segmento de consumo – por ejemplo, los costos de la infraestructura de transmisión se asignen solamente a este segmento, siendo que generadores no pagan cargos por concepto de uso del Sistema de Transmisión Nacional. Así, pueden existir obstáculos prácticos a la recomendación, relacionados con la equidad de tratamiento de generadores conectados en redes de transmisión y distribución.

13.1.3 Implantación de disposiciones de la Ley 1715/2014 sobre venta de energía de generadores distribuidos, entrega de excedentes y créditos de energía

La Ley 1715/2014 trae, entre otras disposiciones discutidas en las próximas secciones de este capítulo, las siguientes directivas sobre emisión de regulación para generación distribuida basada en fuentes no convencionales de energía renovable [81]:

- Entrega de excedentes y créditos de energía:
Se autoriza a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte, una vez que la CREG expida la regulación correspondiente.
Para el caso de los autogeneradores a pequeña escala que utilicen FNCER, los excedentes que entreguen a la red de distribución se reconocerán, mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía, según las normas que la CREG defina para tal fin.
Aquellos autogeneradores que por los excedentes de energía entregados a la red de distribución se hagan acreedores de los créditos de energía, podrán negociar dichos créditos y los derechos inherentes a los mismos con terceros naturales o jurídicos, según las normas que la CREG defina para tal fin.
- Venta de energía por parte de generadores distribuidos:
La energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta – entre ellos impactos sobre pérdidas evitadas, vida útil de activos de distribución, soporte de energía reactiva, etc. – según la regulación que expida la CREG para tal fin.

¹⁷¹ Este comentario se justifica por la proyección, en [88], de que la participación de generación distribuida en Colombia llegaría a niveles entre 1% a 2.5% de la potencia total instalada hasta 2030.

¹⁷² Existen antecedentes internacionales de definición de cargos de uso del sistema de distribución que dependen de la característica importadora o exportadora del sistema, en que se asigna costos más elevados a generadores ubicados en regiones exportadoras – un ejemplo es la metodología utilizada en Brasil para la definición de las Tarifas de Uso del Sistema de Distribución para Generadores [90].

Teniendo en cuenta la necesidad de emitir instrumentos regulatorios que cumplan con estas directivas, se recomienda lo siguiente:

1. Establecer en instrumentos regulatorios diferencias claras, entre los mecanismos de *entrega de excedentes y créditos de energía* y de *venta de energía por parte de generadores distribuidos*, de manera a proveer información para orientar la selección, por parte de los agentes que tengan acceso a los mecanismos, del esquema que más les convenga y evitar *doble* participación en esquemas de valoración de energía inyectada a la red.
2. Emisión de instrumentos que regulen la *entrega de excedentes y créditos de energía*, observando las siguientes condiciones:
 - a. Observar la recomendación de la sección 13.1.2 de que la implantación de generación distribuida que inyecte energía a la red deberá estar condicionada a implantación de medición avanzada, con funcionalidades que soporten las recomendaciones siguientes.
 - b. Se recomienda que el esquema implantado incluya entre sus disposiciones que la compensación de créditos deberá ocurrir exclusivamente para energía inyectada o retirada de la red en los *períodos de carga* similares de la red¹⁷³. Es decir, créditos oriundos de generación en un período de carga *máxima* sólo podrán ser compensados en otros períodos de carga *máxima*, créditos generados en un período de carga *mínima* sólo podrán ser compensados en otros períodos de carga *mínima*, etc.
 - c. Se recomienda un análisis detallado de los componentes de la fórmula tarifaria de prestación servicios de energía eléctrica [78]-[80]¹⁷⁴, para definir los componentes a los cuales la generación de créditos daría derecho a compensaciones y para la definición del mecanismo exacto de estas compensaciones.
3. Emisión de instrumentos que regulen la *venta de energía por parte de generadores distribuidos*:
 - a. Un aspecto importante de la regulación se refiere a la definición de la contraparte para la de la venta de energía.
El Decreto 2469/2014 ya definió, para autogeneración de gran escala: (i) la participación de los agentes en el mercado mayorista; y (ii) la simetría de reglas aplicables con relación a plantas de generación con condiciones similares en cuanto a la cantidad de energía entregada a la red. Se entiende que la regulación que implemente las disposiciones del decreto será emitida por la CREG en el futuro.

Para los autogeneradores distribuidos de pequeña escala, se recomienda que, previamente o concomitantemente con la emisión de resolución que regule la venta de energía, sea emitida resolución que introduzca la posibilidad de que agentes comercializadores actúen como agregadores para ventas en el mercado mayorista, con modelos de contratos estándar para la prestación del servicio a generadores de pequeña escala.

En el caso que se imponga a los comercializadores la *obligación* de comprar la energía de autogeneradores distribuidos de pequeña escala, se debe revisar la

¹⁷³ Una alternativa para la determinación de períodos de carga es utilizar una metodología que garantice una resolución temporal al menos de igual magnitud como aquella mencionada en el capítulo 10 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014 [77], al definir los períodos de carga *máxima*, *media* y *mínima*.

¹⁷⁴ Los componentes del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica son: costo de compra de energía (G), costos por uso de los sistemas de transmisión y distribución (T, D), costo de restricciones y de servicios asociados con generación (R) o al costo de compra, transporte y reducción de pérdidas de energía (PR).

compatibilidad de esta obligación con respecto a las señales económicas que estos comercializadores perciben para gestionar adecuadamente la compra de energía (a través de contratos de largo plazo o en la Bolsa) para consumidores regulados, considerando que estos también podrán desarrollar equipos de autogeneración. Si se encuentran incompatibilidades (por ejemplo, con respecto al riesgo de cantidad), es necesario introducir mecanismos de gestión de riesgo para comercializadores. Esto es relevante tanto bajo la estructura de señales económicas actuales [78]-[80], como en el caso en que se introduzca el Mercado Organizado Regulado propuesto en la referencia [91].

- b. Recomendaciones específicas se aplican para la disposición de la Ley 1715/2014 de que *“la energía generada por generadores distribuidos se remunerará teniendo en cuenta los beneficios que esta trae al sistema de distribución donde se conecta, entre los que se pueden mencionar las pérdidas evitadas, la vida útil de los activos de distribución, el soporte de energía reactiva”* [81].

Se recomienda que la internalización de beneficios de generación distribuida sea tratada de manera cuidadosa, lo que implica en que no todos los beneficios enumerados en el extracto reproducido arriba serían valuados como componentes de *precio de compra de energía de generadores distribuidos*.

La valuación de beneficios de reducción de pérdidas locales en la red de distribución puede sí ser valorada a través de una modificación del precio de energía capturado por el autogenerador, posiblemente a través de un *componente aditivo*¹⁷⁵ que se calcule como función de la componente de pérdidas del costo unitario de prestación del servicio de energía eléctrica. Sin embargo, es necesario evaluar cuidadosamente el método para recuperar el monto financiero necesario a la cobertura de este *componente aditivo*, como parte de los estudios para su diseño.

Los beneficios relacionados a los costos de infraestructura de red pueden ser tratados de maneras distintas. El abordaje preferencial sería tratar estos beneficios a través de deducciones o compensaciones con respecto al componente de costos que busca recuperar los costos de infraestructura de distribución (al contrario de una modificación *del precio de energía*), observando las orientaciones generales de la sección 0. Considerando que el tema de soporte de reactivos en redes de distribución está relacionado primariamente con gastos de capital en infraestructura como bancos de capacitores, reguladores de tensión y transformadores con posibilidad de cambio de *tap* y similares, un tratamiento similar puede ser adecuado para los beneficios referentes al soporte de energía reactiva.

También es necesario considerar que, para determinados niveles elevados de penetración de generación distribuida en subsistemas de distribución, la inyección de potencia en períodos de elevada exportación de excedentes por autogeneradores puede resultar en incremento de costos con relación a todos los componentes mencionados anteriormente (pérdidas, soporte de reactivos, costos de infraestructura) – y, para mantener la igualdad de tratamiento, los incrementos de costos sistémicos deben ser internalizados de la misma manera

¹⁷⁵ Cuyo valor puede ser negativo o positivo, como indicado a la continuación. En este caso, se trata de un componente aditivo expreso en \$/kWh, pero otros determinantes de facturación son posibles.

que las reducciones. Los mecanismos para internalización de beneficios serían, por lo tanto, más propiamente descritos como mecanismos de internalización de *beneficios y costos*, y su diseño debe idealmente tener esto en consideración.

13.1.4 Definición de requisitos técnicos de conexión y procedimientos administrativos para autorización de conexión de generación distribuida

Requisitos técnicos de conexión al sistema eléctrico tienen el potencial de afectar la asignación de costos y riesgos entre agentes que implantan DER, operadores de red y los demás agentes involucrados en la cadena de valor del sector eléctrico.

Por ejemplo, la definición de requisitos de *fault ride-through*¹⁷⁶ para generación distribuida afecta: (i) por un lado, los riesgos de que disturbios en la red que impliquen oscilaciones de frecuencia sean agravados por la desconexión automática de grandes cantidades de generación distribuida con producción elevada en determinados instantes, lo que aumentaría el riesgo de apagones sistémicos; y (ii) por otro, los costos percibidos por consumidores interesados en implantar estos equipos, ya que la necesidad de que los equipos cuenten con funcionalidades específicas puede incrementar los costos de inversión, y condiciones más severas de *fault ride-through* pueden afectar su vida útil.

A su vez, procedimientos administrativos para autorización de conexión, desde la presentación de requerimientos para la conexión, afectan los tiempos de espera y los gastos de agentes interesados en utilizar DER.

Teniendo esto en cuenta, se recomienda el siguiente:

1. Emisión por CREG de regulación con directivas para la elaboración y emisión por distribuidoras de requisitos técnicos de conexión para DER, incluyendo:
 - a. Regulación de plazos máximos para la emisión de los requisitos y la incorporación en sus normativas técnicas, dando publicidad a los documentos emitidos.
 - b. Temas mínimos que deben ser cubiertos por los requisitos técnicos de conexión – incluyendo requisitos de seguridad operacional, soporte de reactivos, protección y *fault ride-through*, calidad de tensión y otros relevantes.
 - c. Límites máximos a las demandas de las distribuidoras con respecto a funcionalidades y parámetros técnicos demandados, con diferenciación de acuerdo con la escala de los equipos.
2. Emisión por CREG de regulación que especifique las etapas, los requisitos documentales y los plazos máximos para procedimientos de conexión.

Se recomienda diferenciación de los procedimientos de acuerdo con la escala de los equipos a conectarse a la red de distribución, observando la directiva de la Ley 1715/2014 de que procedimientos sencillos de conexión deben ser introducidos para generación de pequeña escala.

¹⁷⁶ *Fault ride-through* se relaciona a la capacidad de un sistema o equipo de mantenerse operativo durante un disturbio en el sistema eléctrico, bajo determinadas condiciones.

13.2 Medidas de Política Sectorial

En esta sección, se propone medidas relacionadas a políticas del sector eléctrico e intersectoriales.

13.2.1 Formación de fuerza de trabajo y facilitación de creación de empresas proveedoras de servicios integrados para generación distribuida

Conforme lo indicado en [88], empresas que ofrecen servicios integrados para la instalación y operación de generadores distribuidos (incluyendo la tramitación y resolución de procedimientos de conexión, instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones) tienen un rol importante en el despliegue de esta tecnología, principalmente considerando generadores de pequeña escala y ubicados en unidades consumidoras del segmento minorista.

A nivel internacional, estas empresas concibieron y ya operan bajo modelos de negocio innovadores y mutuamente beneficiosos – como modelos de *leasing* de instalaciones, pago del proveedor del servicio por energía entregada, etc. – que facilitan el desarrollo de generación distribuida por parte del usuario final.

Teniendo en cuenta el potencial de contribución de estas empresas para el despliegue de generación distribuida, se recomienda el siguiente:

1. Facilitar la constitución de estas empresas en Colombia, a través de medidas para acelerar y simplificar procedimientos administrativos como:
 - a. Registro legal de la empresa;
 - b. Obtención de licencias de construcción de edificaciones;
 - c. Acceso a servicios públicos (electricidad, agua, saneamiento) en oficinas;
 - d. Registro de propiedad (incluyendo intelectual).
2. Crear programas de formación profesional, en colaboración con universidades y centros técnicos públicos, para constitución de masa crítica de fuerza de trabajo para las actividades

13.2.2 Difusión de información sobre mecanismos existentes de apoyo a la inversión

Teniendo en cuenta el rol de la financiación en el despliegue de las tecnologías de interés, principalmente aquellas capital-intensivas como generadores distribuidos, se recomienda:

1. Crear programas de difusión de información sobre mecanismos ya existentes para soporte financiero a la inversión en generación distribuida renovable, como el FENOG [81], asegurando que la información llegue a pequeños actores.

14. Vehículos Eléctricos

En esta sección se identifican y describen propuestas de medidas relacionadas a la introducción o mejora de mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico requeridas para ofrecer señales económicas óptimas para el despliegue de tecnologías y soluciones de vehículos eléctricos en el contexto del desarrollo de RI en Colombia.

El lector notará que algunas de las medidas indicadas a continuación son funcionalmente similares a aquellas indicadas en el capítulo anterior para DER – particularmente, las medidas relacionadas con la determinación de cargos de uso de la red y necesidad de establecimiento de directivas para elaboración y emisión de requisitos técnicos de conexión. Esto se justifica por la existencia, desde el punto de vista de estos elementos en la regulación, de similitudes entre las tecnologías de DER que se implementen y sean utilizadas como resultado de decisiones de consumidores usuarios del sistema eléctrico (principalmente, autogeneración distribuida) o de vehículos eléctricos.

Se debe enfatizar que, en el caso de vehículos eléctricos, la necesidad de enviar señales económicas óptimas se aplica para vehículos eléctricos con o sin funcionalidad de *vehicle-to-grid*, ya que se deben buscar decisiones óptimas de implementación y uso del sistema eléctrico aunque se trate de vehículos eléctricos que no inyecten energía a la red.

14.1 Medidas Regulatorias

En esta sección, se propone medidas relacionadas a la emisión, actualización o mejora de aspectos de la regulación del sector eléctrico.

Las medidas propuestas aquí complementan aquellas ya mencionadas en el capítulo 9 y que guardan relación íntima con el despliegue de tecnologías de vehículos eléctricos, notablemente las siguientes:

- Aquellas mencionadas en la sección 10.1.1
- Mitigación de riesgo de volumen de ventas y eliminación de *incentivos* volumétricos para distribuidoras;
- Aquellas mencionadas en la sección 10.1.2
- Equilibrio de incentivos volumétricos y otras señales económicas para comercializadoras atendiendo al consumidor regulado;
- Aquellas mencionadas en la sección 10.1.3
- Compatibilización de mecanismos de remuneración y riesgos para implantación de soluciones de RI por parte de distribuidoras.
- Aquellas mencionadas en la sección 10.1.7
- Ampliación de posibilidades de negocio de agentes regulados.

14.1.1 Reconocimiento de acomodación de vehículos eléctricos como objetivos y drivers de costo para expansión del sistema de distribución

Un incremento en la penetración de vehículos eléctricos en redes de distribución puede representar un *driver* de costo relevante para la expansión de este sistema. Además, acomodar la integración de estos dispositivos al sistema eléctrico es un tópico importante para cumplir

con algunos objetivos estratégicos del sector energético Colombia, como la disminución de la huella de carbono del sector¹⁷⁷.

De esta manera, es importante reconocer formalmente la necesidad de acomodar vehículos eléctricos como objetivos y drivers de costo para expansión del sistema de distribución.

La recomendación con respecto a este ítem es:

1. Atender a la recomendación de política pública del ítem 14.2.1, que trata del reconocimiento formal de vehículos eléctricos como tecnologías ambientalmente sostenibles y que soportan la gestión eficiente de demanda de energía (en el caso del segundo atributo, particularmente para equipos con funcionalidades *vehicle-to-grid* y con almacenamiento). Además, considerar cualesquier otros instrumentos de políticas públicas existentes o que se vayan a publicar y que reconozcan vehículos eléctricos como tecnologías de interés para alcanzar objetivos estratégicos de interés público – por ejemplo, con referencia a movilidad urbana u otras áreas de políticas públicas.
2. Implementación, bajo el mecanismo recomendado en la sección 0 Compatibilización de mecanismos de remuneración y riesgos para implantación de soluciones de RI por distribuidoras de evaluación y aprobación de planes como mecanismo para inclusión de activos en la BRA, de la necesidad de acomodar vehículos eléctricos como uno de los criterios para la elaboración y evaluación de planes de expansión, con referencia a los instrumentos de política pública mencionados en el ítem (1) y en reconocimiento de sus directivas.
3. Además, implementación de los criterios para la elaboración y evaluación de planes de expansión, bajo el mecanismo recomendado en la sección 0 de evaluación y aprobación de planes como mecanismo para inclusión de activos en la BRA, conforme lo indicado en la recomendación (1) de la sección 13.1.1. En particular, se recomienda que los criterios establecidos indiquen que los planes de inversión deben:
 - (i) Ser viables ambientalmente.
 - (ii) Considerar el impacto por la aplicación de la Ley 1715 de 2014, que por su vez trae directivas claras con respecto a la integración de las energías renovables no convencionales, incluyendo generación distribuida, y de la gestión eficiente de la energía al Sistema Energético Nacional.
 - (iii) Identificar y presentar externalidades (lo que presumiblemente incluye externalidades ambientales) relevantes para su elaboración y para el proceso de toma de decisión.

Debido al impacto ambiental positivo de vehículos eléctricos, y también a las posibilidades de que aquellos vehículos con funcionalidades *vehicle-to-grid* impacten positivamente la gestión de la demanda, las directivas indicadas arriba ofrecerán soporte adicional a que la acomodación de estas tecnologías sea considerada por distribuidoras y por el regulador como un objetivo de la expansión del sistema de distribución y como un *driver* de costo.

¹⁷⁷ Siempre y cuando que las emisiones totales resultantes del uso de vehículos eléctricos sean inferiores a aquellas resultantes del uso de vehículos a combustibles fósiles, lo que es naturalmente influenciado por factores que incluyen la composición de la matriz de producción de energía eléctrica.

14.1.2 Condicionamiento a implantación de medición avanzada y definición de cargos de uso de red para agentes vehículos eléctricos

En la sección 0 Mitigación de riesgo de volumen de ventas y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras, se presentaron algunas medidas relacionadas a la tarificación y definición de cargos de uso de red relacionada a la mitigación del riesgo de volumen de ventas y a la eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras. De manera análoga al indicado en la sección 0 Condicionamiento a implantación de medición avanzada y definición de cargos de uso de red para agentes con generación distribuida, estas recomendaciones generales de la sección 0 guardan relación con la adopción de vehículos eléctricos, por lo cual se enfatiza aquí la necesidad de su implantación.

Sin embargo, hay recomendaciones adicionales con respecto a tarificación y cargos de uso de red para usuarios del sistema que implementen vehículos eléctricos. Estas recomendaciones adicionales sirven a los propósitos de:

- Ofrecer señales económicas que lleven a niveles óptimos, desde el punto de vista del sistema eléctrico como un todo, de implantación de estas tecnologías y patrones óptimos de uso de la red (inyección y retiro de potencia). Es decir, las señales económicas contenidas en las tarifas deben idealmente buscar decisiones eficientes de los agentes que implantarán y operarán los dispositivos en el largo y en el corto plazo.
- Evitar subsidios cruzados que estén *escondidos* en esquemas de tarificación y definición de cargos de uso de la red.

Teniendo esto en cuenta, se presenta las siguientes recomendaciones:

1. Condicionar la implantación y el uso de dispositivos de carga de vehículos eléctricos (con o sin funcionalidad *vehicle-to-grid*) a través de la red a: (i) la adopción de cargos en modalidades *time-of-use* u horarios; y (ii) la adopción de contadores inteligentes con funcionalidades mínimas de medición bidireccional y en intervalos de tiempo compatibles con estas modalidades de cargos.
 - a. Inicialmente, se puede aplicar cargos del tipo *time-of-use* que tengan valores distintos para períodos pre-determinados del día y de la semana¹⁷⁸.
 - b. Sin embargo, se recomienda indicar, ya en el instrumento regulatorio que establezca la adopción inicial de cargo *time-of-use*, que la migración a la modalidad de cargos horarios será obligatoria cuando esta modalidad esté disponible, al menos para instalaciones (autogeneradores y estaciones de carga de vehículos eléctricos) de gran escala.

Se recomienda que al menos los componentes de los cargos que se refieran a los costos de energía¹⁷⁹ tengan resolución horaria, aunque se utilice una asignación temporal de costos con estructura simplificada (por ejemplo, del tipo *time-of-use*) para otros componentes.

¹⁷⁸ Por ejemplo, tarifas *time-of-use* para períodos definidos de manera similar a los períodos de carga *máxima*, *media* y *mínima* en la propuesta de regulación del documento en consulta de Resolución CREG 179/2014. En este punto, los consultores enfatizan que, en la 0, se presentaron dudas sobre la interpretación exacta de algunos ítems del capítulo 10 de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014[77], en que se define los cargos horarios aquí mencionados. Las declaraciones de este párrafo se basan en el entendimiento actual de los consultores y pueden cambiar cuando se aclaren las dudas sobre la resolución.

¹⁷⁹ Incluyendo componentes de pérdidas.

La recomendación de aplicación de cargos binomios y con determinantes de facturación que refleje la demanda de potencia requerida para respaldo confiable se aplica también a agentes que desarrollen vehículos eléctricos con sistemas de almacenamiento local y funcionalidad *vehicle-to-grid*. Esta recomendación es relevante para buscar el comportamiento óptimo del consumidor en el largo plazo – por ejemplo, proporcionando señales económicas para la implantación de vehículos con sistemas de almacenamiento local en conjunto con generación distribuida intermitente como forma de desplazar no sólo el consumo de energía, sino también la demanda de potencia, cuando sea económico – y evitar subsidios cruzados. Esta segunda recomendación debe ser adoptada en armonía con aquellas de la sección 0

14.1.3 Definición de requisitos técnicos de conexión y procedimientos administrativos para autorización de conexión de vehículos eléctricos

Requisitos técnicos de conexión al sistema eléctrico tienen el potencial de afectar la asignación de costos y riesgos entre agentes que tengan vehículos eléctricos, operadores de red y los demás agentes involucrados en la cadena de valor del sector eléctrico.

A su vez, procedimientos administrativos para autorización de conexión, desde la presentación de requerimientos hasta la conexión efectiva, afectan los tiempos de espera y los gastos de agentes interesados en utilizar DER (incluyendo generación distribuida y estaciones de carga de vehículos eléctricos).

Teniendo esto en cuenta, se recomienda el siguiente:

1. Emisión por CREG de regulación con directivas para la elaboración y emisión por distribuidoras de requisitos técnicos de conexión para estaciones de carga para vehículos eléctricos, incluyendo:
 - a. Establecimiento de condiciones bajo las cuales los usuarios que implementen estaciones de carga para vehículos eléctricos deben comunicar a la distribuidora, eventualmente con antecedencia especificada en la regulación, su intención de implementar los equipos y presentar pedidos de conexión a la distribuidora, y definición de las obligaciones de las distribuidoras a la presentación de dichos pedidos. Dichas condiciones pueden diferenciar entre la escala de las instalaciones de carga, el nivel de tensión de su conexión, entre otros aspectos.
 - b. Regulación de plazos máximos para la emisión de los requisitos y la incorporación en sus normativas técnicas, dando publicidad a los documentos emitidos.
 - c. Temas mínimos que deben ser cubiertos por los requisitos técnicos de conexión – incluyendo requisitos de seguridad operacional, calidad de tensión y otros relevantes.
 - d. Límites máximos a las demandas de las distribuidoras con respecto a funcionalidades y parámetros técnicos demandados, con diferenciación de acuerdo con el tamaño de los equipos.
2. Emisión por CREG de regulación que especifique las etapas, los requisitos documentales y los plazos máximos para procedimientos de conexión.

Como ya se indicó, se debe investigar la necesidad de diferenciar los procedimientos de acuerdo con el tamaño de las estaciones de carga a conectarse a la red de distribución.

14.2 Medidas de Política Sectorial

En esta sección, se propone medidas relacionadas a políticas del sector eléctrico e inter-sectoriales.

14.2.1 Inclusión formal de vehículos eléctricos en el rango de tecnologías ambientalmente sostenibles y de gestión eficiente de demanda de energía

Por la posibilidad de desplazar el consumo de combustibles fósiles por energía eléctrica generada por un *mix* tecnológico más sostenible (i.e., con mayor participación de fuentes primarias renovables y con menor huella de carbono), se puede argumentar que los vehículos eléctricos pueden ser clasificados como tecnologías ambientalmente sostenibles.

Además, debido a la posibilidad de que el sistema de almacenamiento de vehículos eléctricos con funcionalidades *vehicle-to-grid*¹⁸⁰ sea utilizado para la optimización de los patrones de inyección y retiro de potencia de la red y de generación distribuida local, se puede argumentar que ellos pueden ser clasificados como tecnologías que auxilian en la gestión eficiente de demanda de energía.

El reconocimiento formal de los atributos indicados anteriormente, en instrumentos legales, puede facilitar el acceso a mecanismos de apoyo financiero direccionados a tecnologías ambientalmente sostenibles y de gestión eficiente de energía por agentes interesados en la implementación de vehículos eléctricos.

Considerando esto, se presenta la siguiente recomendación:

1. Emitir instrumento legal que reconozca explícitamente que vehículos eléctricos son tecnologías ambientalmente sostenibles y que soportan la gestión eficiente de demanda de energía (en el caso del segundo atributo, particularmente para equipos con funcionalidades *vehicle-to-grid* y con almacenamiento), de manera a facilitar el acceso a mecanismos de financiación.

14.2.2 Creación de mecanismos de apoyo a la inversión

Teniendo en cuenta el rol de la financiación en el despliegue de las tecnologías de interés, principalmente aquellas capital-intensivas como generadores distribuidos, se recomienda:

1. Fomentar la creación de mecanismos de acceso a financiación, incluyendo por parte de instituciones financieras privadas, orientados a la adquisición de vehículos eléctricos y la inversión en infraestructura de carga de estos vehículos por actores privados, de gran (empresas) y pequeña (individuos) escala.
2. Evaluar la posibilidad de introducir beneficios contables y tributarios para inversiones en producción o adquisición de vehículos eléctricos y su infraestructura de carga.

¹⁸⁰ Se debe recordar, que los análisis del Componente I [48] de esta CT sugieren que el desarrollo de las funcionalidades *vehicle-to-grid* sólo tomaría fuerza en Colombia a partir de 2025.

Los beneficios pueden incluir, por ejemplo aquellos introducidos en la Ley 1715/2014 para generación renovable [81], deducciones en IVA para equipos elementos, maquinaria, servicios destinados a pre-inversión, inversión, producción o utilización de esta tecnología, régimen de depreciación acelerada y otros.

15. Cronograma y Plan de implementación

En este capítulo, se propone la priorización temporal de las recomendaciones indicadas anteriormente, en el contexto de un plan de transición para la implantación de los mecanismos indicados, y también se presenta el posible rol de bancas multilaterales como el BID en la implantación del plan para la financiación y desarrollo de las RI en Colombia.

El plan de implantación se presenta en la Tabla 3, en la cual se identifican los bloques de medidas propuestas con el número de la sección de este documento en que fueron presentadas¹⁸¹. Para cada bloque de medidas, se debe considerar cada una de las recomendaciones individuales indicadas en la sección correspondiente.

¹⁸¹ A saber, son los siguientes los números de las secciones y la naturaleza de los bloques de medidas propuestas:

- 10.3.1. Mitigación de riesgo de volumen de ventas y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras
- 10.3.2. Equilibrio de incentivos volumétricos y otras señales económicas para comercializadoras atendiendo al consumidor regulado
- 10.3.3. Compatibilización de mecanismos de remuneración y riesgos para implantación de soluciones de RI por parte de distribuidoras
- 10.3.4. Compatibilización de parámetros regulatorios de recuperación de capital con el perfil tecnológico de soluciones de RI
- 10.3.5. Soluciones regulatorias adecuadas para remuneración de gastos de administración, operación y mantenimiento
- 10.3.6. Señales económicas para la innovación en modelos de negocios y adecuación de tratamiento de *otros ingresos* para distribuidoras
- 10.3.7. Ampliación de posibilidades de negocio de agentes regulados
- 10.3.8 Remoción de barreras a la competencia en la actividad de comercialización como instrumento de incentivo a la innovación
- 10.3.9. Seguimiento de aplicación de mecanismo de contratos de calidad extra y obtención de información relevante para planeación y actividad regulatoria
- 10.3.10 Definición dinámica de metas reducción de pérdidas de energía
- 10.4.1. Difusión de mecanismos de apoyo a la inversión en infraestructura de telecomunicaciones
- 10.4.2. Garantía de interoperabilidad de redes de telecomunicación en el contexto de desarrollo de RI
- 10.4.3. Garantía de ciberseguridad en el contexto de desarrollo de RI
- 11.1.1. Ejecución de estudios y definición de regulación y política de despliegue y asignación de costos de contadores inteligentes
- 11.1.2. Protección de datos y de la privacidad de consumidores
- 11.2.1. Definición de funcionalidades mínimas de contadores inteligentes
- 11.2.2 Implementación de modalidad tarifaria horaria e impulso a la respuesta de la demanda
- 11.2.3. Ampliación de mecanismo de respuesta de la demanda con participación en el mercado mayorista
- 12.1.1. Definición dinámica de metas de calidad del servicio
- 12.2.1 Creación de mecanismos de apoyo a la inversión en ADA
- 13.1.1. Reconocimiento de acomodar DER como objetivo y driver de costo para expansión del sistema de distribución
- 13.1.2. Condicionamiento a implantación de medición avanzada y definición de cargos de uso de red para agentes con generación distribuida
- 13.1.3. Implantación de disposiciones de la Ley 1715/2014 sobre venta de energía de generadores distribuidos, entrega de excedentes y créditos de energía
- 13.2.1. Formación de fuerza de trabajo y facilitación de creación de empresas proveedoras de servicios integrados para generación distribuida
- 13.2.2. Difusión de información sobre mecanismos existentes de apoyo a la inversión
- 14.1.1. Reconocimiento de acomodación de vehículos eléctricos como objetivos y *drivers* de costo para expansión del sistema de distribución
- 14.1.2. Condicionamiento a implantación de medición avanzada y definición de cargos de uso de red para agentes vehículos eléctricos
- 14.1.3 Definición de requisitos técnicos de conexión y procedimientos administrativos para autorización de conexión de vehículos eléctrico
- 14.2.1. Inclusión formal de vehículos eléctricos en el rango de tecnologías ambientalmente sostenibles y de gestión eficiente de demanda de energía
- 14.2.2 Creación de mecanismos de apoyo a la inversión

En la Tabla 3, se indican los agentes con las principales responsabilidades para implementar las medidas propuestas. La numeración de las Fases (I, II y III) y los años a ellas asignadas buscan mantener compatibilidad con el plan de implantación indicado en [88]. En la Tabla 3 se indican los agentes con las principales responsabilidades para implementar las medidas propuestas. La numeración de las Fases (I, II y III) y los años a ellas asignadas buscan mantener compatibilidad con el plan de implantación indicado en [88].

Tabla 3. Plan de implementación

Fase	Fase I					Fase II					Fase III				
Año	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Base	10.3.1: R														
	10.3.3: R														
	10.3.4: R														
	10.3.5: R														
	10.3.6: R M1 M2														
	10.3.7: R M1														
	10.3.8: R M1														
	10.3.9: R														
	10.3.10: R														
	10.3.2: R M1														
TIC	10.4.1: M1 M2 B														
	10.4.2: M2 M1 R														
	10.4.3: M2 M1 R														
AMI	11.1.1: M1 R														
	11.2.1: R														
ADA	11.2.2: R														
	11.2.3: R M1														
	12.1.1: R														
DER	12.2.1: M1 B														
	13.1.1: R														
	13.1.2: R														
	13.1.3: R M1														
	13.1.4: R														
VE	13.2.1: M1 C OM B														
	13.2.2: M1 R B														
	14.1.1: R														
	14.1.2: R														
VE	14.1.3: R M1														
	14.2.1: M1														
	14.2.2: M1 R B														

Principales agentes responsables por implantación de medidas recomendadas: R: regulador M1: Ministerio de Minas y Energía
M2: Ministerio de Tecnologías de la Información y Comunicaciones OM: Otros ministerios C: Colciencias B: Bancas multilaterales

Fuente: Elaboración Propia – Consultor Luiz Barroso – Rafael Ferreira

La Tabla 3 indica también las actividades en que bancas multilaterales como el BID (identificadas por la letra B) pueden tener un rol más significativo en la implantación del plan. En las actividades 10.4.1, 0, 13.2.1 y 0, y también en el contexto de un eventual programa de fomento al despliegue masivo de contadores inteligentes que se determine como resultado de los estudios de la actividad 0, el rol de estas instituciones puede incluir:

- Provisión de recursos financieros directos en el contexto de programas de fomento a la inversión y/o provisión de garantías y otros mecanismos de reasignación y mitigación de riesgos para facilitar la atracción de recursos monetarios de instituciones financieras privadas.
- Difusión, en conjunto con los inversionistas, de información sobre alternativas innovadoras de financiación, como fondos internacionales de recursos destinados a la implantación de proyectos con impactos positivos sobre la sostenibilidad ambiental¹⁸², incluyendo *climate finance funds*.
- Apoyo técnico a instituciones financieras locales en el diseño de productos destinados específicamente a financiación de proyectos de despliegue de tecnologías de RI, incluso aquellos destinados a soporte a inversiones de pequeña escala.
- Apoyo a inversionistas en el formateo financiero de proyectos y preparación de planes de negocio que deben ser presentados a instituciones financieras privadas o internacionales como parte del paquete de evaluación de posible financiación de proyectos.
- Financiación a mecanismos de capacitación y formación de fuerza de trabajo (por ejemplo, relacionados con las recomendaciones del ítem 13.2.1).

Además, bancas multilaterales con programas de asistencia técnica pueden financiar estudios para la definición de mejores prácticas y análisis de impacto regulatorio para soportar la decisiones del regulador y de los ministerios con respecto a la emisión de regulación correspondiente a los demás ítems. Particularmente importantes en este caso son las recomendaciones que potencialmente involucran estudios laboriosos, como las de las secciones 0, 0 y 0.

¹⁸² Naturalmente, en este caso es necesario verificar los impactos ambientales positivos de proyectos de despliegue de tecnologías de RI.

16. Recomendaciones

Esta sección presenta un breve resumen de las principales recomendaciones sobre mecanismos regulatorios y de política del sector eléctrico para el desarrollo de las RI en Colombia.

Lo presentado a continuación es resumido, y se recomienda que el lector se refiera a los capítulos anteriores mayor detalle. Las recomendaciones siguientes apuntan tanto a temas de regulación como de políticas públicas.

Temas de base y transversales

- Varias de las recomendaciones relativas a los temas de base buscan asegurar que el cuadro regulatorio para las actividades de distribución y comercialización resulte en una asignación adecuada de costos, beneficios y riesgos en un contexto de despliegue de tecnologías y soluciones de RI, de manera a enviar señales económicas óptimas a todos los *stakeholders* involucrados en este despliegue y mantener la viabilidad técnico-económica de actividades de la cadena de valor del sector eléctrico requeridas para proveer respaldo y confiabilidad de cobertura de las necesidades de energía eléctrica de usuarios con autogeneración, agentes de consumo participantes de programas de respuesta de la demanda, etc.
- En el caso específico de la actividad de distribución, algunas de las recomendaciones presentadas en este Estudio coinciden con elementos incluidos en la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, siendo necesarios ajustes complementarios para alinear esta Propuesta con las recomendaciones planteadas. Las recomendaciones presentadas en los capítulos anteriores se aplican a un caso general que podría ser objeto de una regulación, que tomando elementos de la Propuesta de Resolución CREG 179/2014, trate integralmente los aspectos relacionados con redes inteligentes.
- Se recomiendan ajustes regulatorios para reducir de *riesgo de volumen de ventas* (desbalance entre ingresos autorizados y efectivamente recaudados por distribuidoras debido a variaciones de volumen de ventas de energía) y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras. Detalles de estas medidas se presentan en la sección 0- Mitigación de riesgo de volumen de ventas y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras.
- De manera similar, se recomienda que se adopten acciones para equilibrar los incentivos volumétricos percibidos por comercializadoras con otras señales económicas importantes para obtener beneficios del potencial rol que estos agentes tienen en el despliegue de tecnologías y soluciones de RI, actuando como vectores de innovación. En el caso de la comercialización, esto involucra medidas para incrementar las posibilidades de negocio de comercializadores. Detalles de las medidas recomendadas se presentan en la sección.
- Se recomienda compatibilizar los mecanismos de remuneración de inversiones con los riesgos percibidos por las distribuidoras para la implantación de soluciones de RI relacionadas, por ejemplo, a tecnologías de ADA. Esto involucra, entre otras medidas, ajustes al mecanismo de inclusión de activos en la base regulatoria de activos. La sección 0 presenta detalles de las medidas específicas recomendadas.

-
- La medida anterior debe ser idealmente implementada en conjunto con la recomendación de tratar de manera más granular la definición de la vida útil regulatoria de los activos, para reflejar las características particulares de activos relacionados con tecnologías y soluciones de RI (como ADA) o la infraestructura de base para su desarrollo (como activos de aplicaciones y sistemas de TIC). Detalles de las recomendaciones se presentan en la sección 0
 - Se recomiendan ajustes a la remuneración de gastos de AOM de distribuidoras, introduciendo modelos que promuevan incentivos de mejor calidad a las decisiones operacionales de las empresas y tratando el tema de manera compatible con incentivos al equilibrio de soluciones de *capex* y *opex*, así como incentivos a la calidad del servicio. Se presentan detalles en la sección 0.
 - Se recomienda mejorar las señales económicas para la innovación en modelos de negocios de las distribuidoras, con énfasis en la investigación de la eficiencia de las señales relacionadas a la porción captada de ingresos de *otras actividades* ejecutadas por distribuidoras y la ejecución de eventuales ajustes requeridos. Detalles de las medidas recomendadas se presentan en la sección 0 Señales económicas para la innovación en modelos de negocios y adecuación de tratamiento de otros ingresos para distribuidoras.
 - El tema de dar señales para la innovación en modelo de negocios también es relevante en el caso de comercializadores, para los cuales se recomienda incentivos a la innovación a través de la ampliación de posibilidades de negocio – por ejemplo, a través de la provisión de servicios de agregación para determinados agentes – y de la introducción en la regulación de la posibilidad de ofrecer productos de *nicho* – por ejemplo, productos de comercialización de energía renovable, que básicamente incluiría la compra de energía a través de un *mix* contractual con elevada participación de contratos con generadores renovables. La sección 0 Ampliación de posibilidades de negocio de agentes regulados presenta detalles de las medidas específicas recomendadas.
 - La remoción de barreras a la competencia en la actividad de comercialización también tiene el potencial de incrementar incentivos para que estos agentes actúen como vectores de innovación basada en el desarrollo de tecnologías y soluciones de RI, por lo cual se presentan medidas con este objetivo en la sección 0. Las medidas propuestas buscan la remoción de barreras estructurales y apuntan a economías de escala en la actividad de lectura de contadores tradicionales.
 - Los contratos de calidad extra, ya presente en la Resolución CREG 097/2008 y también incluida en la propuesta de regulación del documento en consulta Resolución CREG 197/2014, guardan relación importante con el tema de mejora de la calidad de servicio y pueden representar un *driver* importante para el despliegue de tecnologías de ADA y de AMI. Por esto, se recomienda seguir con la aplicación de estos contratos, introduciendo mecanismos regulatorios para obtener información relevante de estos, de acuerdo con lo detallado en la sección 0 Seguimiento de aplicación de mecanismo de contratos de calidad extra y extracción de información relevante para planeación y actividad regulatoria.
 - Se recomienda implementar mecanismos de definición de metas de pérdidas técnicas y no técnicas, y de evaluación de la habilidad de las distribuidoras en alcanzar estas metas como

criterios para la definición de niveles de ingresos regulados de los operadores de red. Esto tiene el potencial de impactar el despliegue de tecnologías de ADA y también de AMI, según lo presentado en las recomendaciones detalladas de la sección 0.

Despliegue de tecnologías de información y telecomunicaciones

- Se recomienda crear medios de difusión de información sobre mecanismos de apoyo a la inversión en infraestructura de telecomunicaciones ya existentes en Colombia, con esfuerzo orientado primariamente a operadores de red con baja capacidad financiera. Detalles sobre medidas específicas para alcanzar esto se presentan en la sección 10.4.1
- Las recomendaciones de la sección 0 detallan medidas requeridas para garantizar la interoperabilidad de redes de telecomunicación en el contexto de desarrollo de RI en Colombia.
- Las recomendaciones de la sección 0 buscan garantizar la ciberseguridad para redes de telecomunicaciones relacionadas con tecnologías y soluciones de RI, a través de implementación de normas técnicas y la coordinación efectiva entre el sector eléctrico y las entidades creadas por el CONPES 3701, en particular el ColCERT y el CCOC.

Infraestructura de Medición Avanzada

- Aunque las condiciones vigentes en Colombia sobre la propiedad de sistemas de medición y la responsabilidad por su costeo puedan llevar a algunos resultados eficientes de despliegue de contadores inteligentes en condiciones de ausencia de externalidades, es necesario ejecutar estudios cuantitativos para determinar si de hecho la condición de ausencia de externalidades es válida para Colombia y, dependiendo de los resultados de estos estudios, implementar eventuales políticas de aceleración del despliegue de contadores inteligentes. Detalles sobre medidas específicas para alcanzar esto se presentan en la sección 0.
- Se recomienda emitir regulación que especifique las funcionalidades mínimas para contadores inteligentes, atendiendo las condiciones descritas en detalles en la sección 0.
- La emisión de regulación para metodología de cálculo y condiciones de aplicación de tarifas horarias (cargos horarios) es el tema de la sección 0. Se recomienda la realización de estudios de impacto regulatorio para evaluar si es justificable que la modalidad sea obligatoria para consumidores a partir de cierta escala.

Automatización de la Red

- Varias de las recomendaciones anteriores tienen efectos potenciales sobre el despliegue de tecnologías de automatización avanzada de distribución, por ejemplo aquellas relacionadas con: mecanismos de remuneración de inversiones por distribuidoras; ajuste de definición de parámetros regulatorios, en particular la vida útil; contratos de calidad extra; definición de metas para pérdidas técnicas y no técnicas, y de evaluación de la habilidad de las distribuidoras en alcanzar estas metas como criterios para la definición de niveles de ingresos regulados.

-
- Adicionalmente, se recomienda mejorar los mecanismos que relacionan la remuneración de la distribuidora del desempeño con relación a la calidad de servicio, en particular en lo que se refiere a la definición de metas de calidad de servicio de manera dinámica e incentivando la mejora gradual y realista, pero ambiciosa de la calidad. Detalles de las recomendaciones y de la naturaleza de las metas a definirse está disponibles en la sección 12.1.1.
 - Las recomendaciones de la sección 0 se refieren a la creación de mecanismos de apoyo a inversiones en ADA, orientados principalmente a operadores de red con baja capacidad financiera. Detalles se presentan en esa sección.

Recursos Energéticos Distribuidos

- Un gran número de las recomendaciones anteriores tiene efectos potenciales sobre el despliegue de recursos energéticos distribuidos (en particular generación distribuida), por ejemplo aquellas relacionadas con: la mitigación del riesgo de volumen de ventas y eliminación de incentivos volumétricos para distribuidoras; el equilibrio de incentivos volumétricos y otras señales económicas para comercializadoras atendiendo al consumidor regulado; mecanismos de remuneración de inversiones de distribuidoras; ampliación de posibilidades de negocio de comercializadoras.
- Adicionalmente, se recomienda ajustar la regulación para reconocer la necesidad de acomodar recursos energéticos distribuidos como un objetivo y un *driver* de costo para la expansión del sistema de distribución, a través de ajustes específicos de los mecanismos de remuneración de distribuidoras, descritos en detalles en la sección 13.1.1.
- Se recomienda también ajustar las señales económicas contenidas en cargos de uso de red (incluyendo cargos de respaldo) de manera a mejorar la estructura de incentivos para el despliegue de (auto)generación distribuida y ajustar condiciones del entorno para la implementación de estas tecnologías, como condicionar su uso a la implantación de sistemas de medición avanzada. Detalles de las recomendaciones están disponibles en la sección 0.
- Instrumentos regulatorios implementando las disposiciones de la Ley 1715/2014 sobre venta de energía de generadores distribuidos, entrega de excedentes y créditos de energía no han sido publicados por CREG hasta el momento de la elaboración de este informe, por lo cual se recomienda su emisión. Recomendaciones específicas sobre el diseño de estos mecanismos están disponibles en la sección 0.
- Se recomienda también emitir regulación que introduzca directivas para la definición de requisitos técnicos de conexión y procedimientos administrativos para autorización de conexión de generación distribuida, observando los detalles de las recomendaciones de la sección 0 Definición de requisitos técnicos de conexión y procedimientos administrativos para autorización de conexión de generación distribuida.
- Considerando que empresas que ofrecen servicios integrados para la instalación y operación de generadores distribuidos (incluyendo la tramitación y resolución de procedimientos de conexión, instalación, operación y mantenimiento de las instalaciones)

tienen un rol importante en el despliegue de esta tecnología, se recomienda facilitar la constitución de dichas empresas en Colombia, a través de medidas administrativas y de la creación de programas de formación profesional para constituir masa crítica de fuerza de trabajo para estas actividades. Detalles de estas recomendaciones se presentan en la sección 13.2.1 Formación de fuerza de trabajo y facilitación de creación de empresas proveedoras de servicios integrados para generación distribuida.

- Se recomienda también crear programas de difusión de información sobre mecanismos ya existentes para soporte financiero a la inversión en generación distribuida renovable, como el FENOGE, conforme detalles expuestos en la sección 0.

Vehículos Eléctricos

- Algunas medidas indicadas a continuación son similares a aquellas relacionadas a DER. Esto se justifica por la existencia de similitudes entre las tecnologías de DER que son implementadas y utilizadas como resultado de decisiones de consumidores usuarios del sistema eléctrico (principalmente, autogeneración distribuida) y de vehículos eléctricos, que también son implementados y utilizados como resultado de decisiones de estos agentes – medidas que buscan proporcionar a estos consumidores señales económicas para tomar decisiones óptimas de implementación y uso de estas tecnologías que son funcionalmente similares.
- Se recomienda ajustar la regulación para reconocer la necesidad de acomodar vehículos eléctricos como un objetivo y un *driver* de costo para la expansión del sistema de distribución, a través de ajustes específicos de los mecanismos de remuneración de distribuidoras, descritos en detalles en la sección 0.
- Se recomienda también ajustar las señales económicas contenidas en cargos de uso de red de manera a mejorar la estructura de incentivos para el despliegue de vehículos eléctricos, además de y ajustar condiciones del entorno para la implementación de estas tecnologías, como condicionar su uso (al menos en el caso de sistemas de carga de gran escala) a la implantación de sistemas de medición avanzada. Detalles de las recomendaciones están disponibles en las recomendaciones de la sección 0.
- También de manera similar a lo recomendado para generación distribuida, se recomienda emitir regulación que introduzca directivas para la definición de requisitos técnicos de conexión y procedimientos administrativos para autorización de conexión de estaciones de carga para vehículos eléctricos (con enfoque en aquellas de gran escala), observando los detalles de las recomendaciones de la sección 0.
- Se recomienda emitir instrumento legal que reconozca explícitamente que los vehículos eléctricos son tecnologías ambientalmente sostenibles y que soportan la gestión eficiente de demanda de energía (en el caso del segundo atributo, particularmente para equipos con funcionalidades *vehicle-to-grid* y con almacenamiento), según las directivas específicas de la sección 0.

-
- Finalmente, se recomienda fomentar la creación de mecanismos de acceso a financiación, incluyendo por parte de instituciones financieras privadas, orientados a la adquisición de vehículos eléctricos y la inversión en infraestructura de carga de estos vehículos por actores privados, así como evaluar la posibilidad de introducir beneficios contables y tributarios para inversiones en producción o adquisición de vehículos eléctricos y su infraestructura de carga, conforme lo indicado en la sección 0

17. Referencias

- [1] Llobart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" - Informe 2, 2015.
- [2] Llobart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente", Oct 2015.
- [3] UPME, "Plan Energético Nacional - Colombia: Ideario Energético 2050", 2015.
- [4] Colombia Inteligente, Ejes estratégicos y temáticos., 2013.
- [5] I. Camargo, "Innovative Regulation for the Development of Smart Grids in Latin America ISGT-LA 2011", Oct 2011.
- [6] ABRADÉE, disponible en www.abradee.com.br, acceso en Oct 2015.
- [7] Presidencia da República, "Decreto nº 7.175 de 2010", 2010.
- [8] Intervezos, "O fracasso do Programa Nacional de Banda Larga", available in <http://www.cartacapital.com.br/blogs/intervezos/ofracassodoplanonacionaldebandalarga3770.html>, acceso en Oct 2015.
- [9] Ministério das Comunicações, "Portaria MC nº 55, de 12 de março de 2013", Mar 2013.
- [10] M. S. Martinhão, "Estratégia de Implantação de Redes Inteligentes no Brasil", Mai 2012.
- [11] ANEEL, "Proret – Submódulo 2.7 – Revisão 2.0 de 06/05/2015", Mai 2015.
- [12] ANEEL, "Proret – Submódulo 2.7 – Revisão 1.0 de 01/12/2011", Dec 2011.
- [13] MME, "Portaria nº 400, de 15 de Abril de 2010", Apr 2010.
- [14] F. P. M. Bandeira (Consultor Legislativo da Área XII da Câmara de Deputados), "Redes de Energia Elétrica Inteligentes", Abr 2012.
- [15] Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, "Redes Elétricas Inteligentes – Diálogo Setorial Brasil-UE", 2014.
- [16] ANEEL, "Chamada nº 11/2010 – Projeto Estratégico – Programa Brasileiro de Rede Elétrica Inteligente", Jun 2010.
- [17] ABDI, "Articulação Institucional e Interministerial para a Modernização das Redes Elétricas Inteligentes no Brasil", Nov 2013.
- [18] ANEEL, CPFL y GESEL, "Workshop: Redes Inteligentes", Feb 2014.
- [19] ANEEL, "Resolução Normativa nº 482/2012", Abr 2012.
- [20] ANEEL, "Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL – Audiência Pública nº 026/2015", Abr 2015.
- [21] CONFAZ, "Convênio ICMS 6, de 5/04/2013", Abr 2013.
- [22] CONFAZ, "Convênio ICMS 16, de 22/04/2015", Abr 2015.
- [23] ANEEL, "Resolução Normativa nº 502, de 07/08/2012", Ago 2012.
- [24] R. J. Pillai, UPME, "Introduction to India Smart Grid Forum, Smart Grid Vision and Roadmap for India, Smart Grid Projects and India Smart Grid Week 2015", Ene 2014.
- [25] Government of India – Ministry of Power, Office Memorandum, "National Smart Grid Mission (NSGM)". Mar 2015.
- [26] A. Lal, "Review of APDRP and RAPDRP", Institute of Energy Management and Research, Ene 2011.
- [27] Ministry of Power, "Restructured Accelerated Power Development & Reforms Programme", disponible en http://www.apdrp.gov.in/Forms/Know_More, accessed en Octubre de 2016.
- [28] India Smart Grid Forum, "Smart Grid Vision and Roadmap for India", Ago 2013.
- [29] Forum of Regulators, "Model Smart Grid Regulations", 2015.
- [30] Smart Grid Forum, "Smart Grid Vision and Routemap", Feb 2014
- [31] DECC, "Energy Entrepreneurs Fund", disponible en <https://www.gov.uk/government/collections/energy-entrepreneurs-fund>, acceso en Oct 2015.
- [32] Ofgem, "Electricity Network Innovation Competition", disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/network-regulation-riio-model/network-innovation/electricity-network-innovation-competition>, acceso en Oct 2015.
- [33] Ofgem, "Low Carbon Networks Fund", disponible en <https://www.ofgem.gov.uk/electricity/distribution-networks/network-innovation/low-carbon-networks-fund>, acceso en Oct 2015.

-
- [34] Innovative UK, "Innovative UK Funding Mechanisms", disponible en <https://www.gov.uk/government/organisations/innovate-uk>, acceso en Oct 2015.
- [35] ENSG, "Electricity Networks Strategy Group - A Smart Grid Routemap", Feb 2010.
- [36] Ofgem, "Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control - Overview", Mar 2013.
- [37] Ofgem, "RIIO-ED1: Final determinations for the slow-track electricity distribution companies - Overview", Nov 2014.
- [38] Ofgem, "Strategy decision for the RIIO-ED1 electricity distribution price control - Uncertainty mechanisms", Mar 2013.
- [39] DECC, "Smart Metering Implementation Programme - Third annual report on the roll-out of Smart Meters", Dic 2014.
- [40] DECC, "Impact Assessment (IA) - Smart meter roll-out for the domestic and small and medium non-domestic sectors (GB)", Ene 2014.
- [41] DECC, "Impact Assessment (IA) - Smart meter rollout for the domestic sector (GB)", Mar 2011.
- [42] Defra, "Air quality appraisal-damage cost methodology", Feb 2011.
- [43] Comité Consultivo de Energía 2050, "Hoja de Ruta 2050 - Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile", Sep 2015.
- [44] Ministerio de Energía, "Ley 20.571 - Regula el Pago de las Tarifas Eléctricas de las Generadoras Residenciales", Sep 2012.
- [45] Ministerio de Energía, "Decreto 71 - Aprueba Reglamento de la Ley n° 20.571", Sep 2014.
- [46] Ministério de Economía, Fomento y Reconstrucción, "Decreto con Fuerza de Ley 4 - FIJA TEXTO REFUNDIDO, COORDINADO Y SISTEMATIZADO DEL DECRETO CON FUERZA DE LEY N° 1, DE MINERIA, DE 1982, LEY GENERAL DE SERVICIOS ELECTRICOS, EN MATERIA DE ENERGIA ELECTRICA", Feb 2007.
- [47] Ministério de Energía, "Boletín 8.999", Jul 2013.
- [48] Llombart Estopiñán, M. P. Comech Moreno, A. Alonso Hérranz, S. Borroy Vicente, G. Fumanal Achon, G. Goicoechea Bañuelos, C. Pueyo Rufas, F. J. Rodríguez Sánchez, C. Girón Casares, A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez, "Estudio de factibilidad técnica y económica de soluciones de redes inteligentes para el sector eléctrico colombiano" - Informe 2, 2015.
- [49] Llombart Estopiñán, M. P. Comech Moreno, A. Alonso Hérranz, S. Borroy Vicente, G. Fumanal Achon, G. Goicoechea Bañuelos, C. Pueyo Rufas, F. J. Rodríguez Sánchez, C. Girón Casares, A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez, "Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente", Oct 2015.
- [50] CREG, "Resolución n° 097 de 2008 (26 Set. 2008)", Set 2008.
- [51] CREG, "Documento Propuesta de Resolución n° 179 de 2014 (23 Dic. 2014)", Feb 2015.
- [52] CREG, "Resolución n° 095 de 2015 (30 Jun. 2015)", Jun 2015.
- [53] CREG, "Resolución n° 043 de 2010 (16 Mar. 2010)", Mar 2010.
- [54] CREG, "Documento CREG 099 - 23 de Diciembre de 2014", Dic 2014.
- [55] CREG, "Propuesta de remuneración actividad de distribución de energía eléctrica - Resolución CREG 179 de 2014" (presentación en formato MS PowerPoint™, Mar 2015, documento en consulta.
- [56] P. Bolton, M. Dewatripont, "Contract Theory", 2005.
- [57] J.J Laffont, J. Tirole, "A Theory of Incentives in Regulation and Procurement", 2013.
- [58] Congreso de Colombia, "Ley 1715 de 2014(Mayo 13)", Mayo 2014.
- [59] Ministerio de Minas y Energía, "Decreto Número 2469 (2 Dic 2014)", 2014.
- [60] CREG, "Agenda Regulatoria Indicativa 2015", Dic 2014.
- [61] CREG, "Agenda Regulatoria Indicativa 2016", Dic. 2015.
- [62] CREG, "Expansión en Generación de Energía Eléctrica y Cargo por Confiabilidad - Documento CREG 077", Oct 2014.
- [63] CREG, "Resolución N° 024 de 2015 (13 Mar. 2015)", Mar 2015.
- [64] Bundesministerium der Justiz, "Verordnung zur Gewährleistung der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Elektrizitätsversorgungsnetzes", Jun 2012.
- [65] ANEEL, "Procedimentos de Distribuição: Módulo 3: Acesso ao Sistema de Distribuição, Revisão 5", Dic 2012.
- [66] UPME, "Resolución n° 281 del 2015 (5 Jun 2015)", Jun 2015.
- [67] UPME, "Análisis Para La Definición Del Límite Máximo De Potencia De La Autogeneración A Pequeña Escala En El Sistema Interconectado Nacional (SIN)", Jun 2015.
- [68] Ministerio de Minas y Energía, "Decreto Número 2492 (3 Dic 2014)", 2014.

-
- [69] Ministerio de Minas y Energía, "Proyecto de Decreto 'Por el cual se reglamenta el Fondo de Energías Renovables y Gestión Eficiente de la Energía – FENOGE'", 2014.
- [70] CREG, "Resolución n° 063 de 2010 (27 Abr. 2010)", 2010;
- [71] CREG, "Resolución n° 011 de 2015 (12 Feb. 2015)", 2015.
- [72] CREG, "Resolución n° 191 de 2014 (23 Dic. 2014)", Dic 2014.
- [73] CREG, "Resolución n° 180 de 2014 (23 Dic. 2014)", Dic 2014.
- [74] CREG, "Resolución n° 119 de 2007 (21 Dic. 2007)", Dic 2007.
- [75] CREG, "Resolución n° 038 de 2014 (20 Mar 2014)", Mar 2014.
- [76] Llombart Estopiñán , M. P. Comech Moreno , A. Alonso Hérranz , S. Borroy Vicente , G. Fumanal Achon , G. Goicoechea Bañuelos , C. Pueyo Rufas , F. J. Rodríguez Sánchez , C. Girón Casares , A. Garcés Ruiz y J. J. Mora Flórez , "Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente", Oct 2015.
- [77] CREG, "Documento Propuesta de Resolución n° 179 de 2014 (23 Dic. 2014)", Feb 2015.
- [78] CREG, "Resolución n° 191 de 2014 (23 Dic. 2014)", Dic 2014.
- [79] CREG, "Resolución n° 180 de 2014 (23 Dic. 2014)", Dic 2014.
- [80] CREG, "Resolución n° 119 de 2007 (21 Dic. 2007)", Dic 2007.
- [81] Congreso de Colombia, "Ley 1715 de 2014(Mayo 13)", May 2014.
- [82] J.G. Pineda, "Segundo Entregable: Diagnóstico del esquema regulatorio Colombiano con aplicación a Redes Inteligentes", Oct. 2015.
- [83] CREG, "Resolución n° 038 de 2014 (14 Maio 2014)", May 2014.
- [84] CNO, "Acuerdo 701 Por el cual se aprueba el documento de "Condiciones mínimas de seguridad e integridad para la transmisión de las lecturas desde los medidores hacia el Centro de Gestión de Medidas y entre este último y el ASIC", Septiembre 16, 2014.
- [85] CEN-CENELEC-ETSI, "SG-CG/M490/H_ Smart Grid Information Security," Dic 2014.
- [86] ENISA, "Smart Grid Security - Recommendations for Europe and Member States", Jul 2012.
- [87] ENISA, "Smart grid security certification in Europe Challenges and recommendations", Dic 2014.
- [88] SmartGrid Colombia, "Análisis, evaluación y recomendaciones para la implementación de una red inteligente", Oct 2015.
- [89] MINTIC, "Resolución Número 001445 (3 Ago. 2010)", Ago 2010.
- [90] ANEEL, "Resolução Normativa 349/2009", Ene 2009.
- [91] CREG, "Resolución n° 117 de 2013 (06 Set 2013)", Sep 2013.
- [92] CREG, "Resolución n° 038 de 2014 (20 Mar 2014)", Mar 2014.
- [93] METER ON, "Steering the implementation of smart metering solutions throughout Europe", 2014.