

Foco 3, fase I: Descentralización y Digitalización de la Industria y la Gestión Eficiente de la Demanda

Andrei Romero-Grass, Thomas Mach,
con la colaboración de: Sergio Guzmán, Miguel A. Velásquez, Álvaro Zambrano
26 de noviembre de 2019

Resumen—Este documento contiene los temas de trabajo propuestos en la fase 1 del foco 3 de la Misión de la Transformación Energética, para el Ministerio de Minas y Energía¹.

Lista de abreviaturas:

- AGPE: Autogeneradores a Pequeña Escala
- AMI: Advance Metering Infrastructure
- B/C: Beneficio Costo
- CCL: Centro de control Local
- CND: Centro Nacional de Despacho
- CNO: Consejo Nacional de Operación
- CREG: Comisión de Regulación de Energía y Gas
- Cx: Se refiere a la comercialización de energía
- DDV: Demanda Desconectable Voluntaria
- DER: Distributed Energy Resource
- DERMS: Distribution Energy Resource Management System
- DG: Generación Distribuida
- DSO: Distribution System Operator
- Dx: Se refiere a la distribución de energía
- FNCER: Fuentes No Convencionales de Energía Renovable
- LBC: Línea Base de Consumo
- MME: Ministerio de Minas y Energía
- NTC: Norma Técnica Colombiana
- OR: Operador de Red
- PMU: Phasor Measurement Unit
- RD: respuesta de la demanda
- RTC: Revisión Técnico-Mecánica
- SDL: Sistema de Distribución Local
- SIN: Sistema Interconectado Nacional
- STN: Sistema de Transmisión Nacional
- STR: Sistema de Transmisión Regional
- UC: Unidad Constructiva
- UPME: Unidad de Planeación Minero-Energética

I. OBJETIVO

Este escrito de la fase 1 del foco 3 tiene como propósito el análisis de las condiciones actuales de los sistemas de distribución en Colombia, la identificación de elementos regulatorios que propician o desincentiven: i) la modernización de las redes de distribución, ii) la incorporación y masificación de los DER, iii) el establecimiento de esquemas de respuesta de la demanda, y iv) la modernización de los estándares de planeamiento técnico de las redes de distribución, y finalmente, la formulación de algunas propuestas preliminares para adecuar las condiciones identificadas, con el fin de generar una línea base de mejora sobre la que se crearán las propuestas robustas de la fase dos de este foco.

¹ Declaración: El contenido de este documento y las opiniones expresadas en este informe son de los autores y no reflejan necesariamente los puntos de vista del Ministerio de Minas y Energía de Colombia.

II. INTRODUCCIÓN

Hace 25 años, con la promulgación de las leyes 142 y 143 de 1994, en Colombia se transformó el sector eléctrico entrando en operación el nuevo marco dentro del cual se desarrollarían las actividades de los prestadores de servicios públicos y el sector eléctrico. Bajo estas leyes se promovieron los cambios y ajustes que se consideraban necesarios para tener un sistema mucho más confiable, con un aumento en la cobertura que pasara de un 75.1% para aquella época de promulgación de estas leyes, a presentar niveles superiores al 96% en los que se encuentra hoy la cobertura del servicio en el país.

En los últimos años, alrededor del mundo, ha cambiado el paradigma con el cual se desarrollaban los sistemas eléctricos (cobertura, confiabilidad, entre otros) como consecuencia de la implementación de nuevas tendencias basadas en los avances tecnológicos que permiten gestionar y operar el sistema eléctrico de una manera mucho más eficiente, asegurando la confiabilidad y la calidad del servicio y generando nuevas oportunidades y formas de negocios. Estas nuevas tendencias han demostrado ser muy efectivas en momentos en donde la preocupación de los gobiernos y en general de las personas, está enfocada hacia la reducción del impacto medio ambiental que genera el uso de la electricidad, la optimización de los recursos energéticos y la diversificación.

Dentro de las nuevas tendencias que se vienen implementando, se observa que la integración de generación distribuida dentro del sistema eléctrico no solamente trae beneficios como la reducción de pérdidas y el aprovechamiento de fuentes de energía con menor impacto en el ambiente, sino que permiten la dinamización del mercado con la posibilidad de impactar en el precio que se paga por la misma. No obstante, la multiplicación de estas fuentes a lo largo del sistema de distribución produce un cambio radical de la manera como se llevaban a cabo los procesos de planeación y expansión más la operación y mantenimiento de las redes, obligando a replantear las metodologías clásicas implementadas para tal fin.

Por otra parte, la medición inteligente ha demostrado ser un habilitador de la implementación de nuevos servicios y funcionalidades dentro del sistema, debido a que, gracias a su capacidad de ofrecer lecturas de los parámetros eléctricos en intervalos de tiempos mucho más reducidos, facilita la implementación de programas de respuesta a la demanda que fomenten la eficiencia energética o implementar esquemas de restablecimiento del servicio automáticos enfocados hacia la calidad del servicio que es ofrecido.

Es evidente que todo esto generará la transformación del cliente convirtiéndolo en un agente activo, empoderado gracias a la disponibilidad creciente de formas de administrar y suplir sus necesidades eléctricas (flexibilidad), por lo que se convierte en un actor natural que está rodeado de opciones y servicios del mercado eléctrico que le ofrecerán seguridad. La nueva premisa del cliente será: "Yo elijo", y con ella, el usuario final empoderado será el principal decisor de hasta dónde la transformación energética podrá ejecutarse, siempre y cuando las opciones que se le planteen tengan una clara señal de beneficio para él y su entorno.

Implementar estas nuevas tendencias suponen un desafío para los responsables de la formulación de políticas teniendo en cuenta que, bajo los lineamientos y criterios que se promuevan, se tendrá que estructurar el marco regulatorio que permitirá la integración de estas nuevas tecnologías y a partir de

esto se modificará la estructura de los mercados y las funciones de los agentes que actualmente operan, viéndose la posibilidad inclusive, de generar la creación de nuevos agentes, en busca de aprovechar al máximo los beneficios crecientes que se deriven de estas nuevas tendencias. Es así como, esta transformación tendrá que llevarse a cabo de manera integral buscando en todo momento que los nuevos cambios se conviertan en los facilitadores de la transformación como se enuncia en este documento.

III. MARCO NORMATIVO

Tradicionalmente en Colombia, los operadores de red de los sistemas de distribución se han enfocado en conectar usuarios entrantes, aumentar la cobertura en zonas alejadas, mejorar la confiabilidad del sistema (calidad de servicio) y reducir sus pérdidas, trayendo como consecuencia la ejecución de inversiones de tipo convencional como la ampliación de la red, el crecimiento o creación de nuevas subestaciones y de interconexiones con el sistema de transmisión nacional, etc. Sin embargo, la presencia de nuevos desarrollos y visiones alrededor del papel de los agentes tradicionales está cambiando la evolución de los sistemas eléctricos alrededor del mundo, provocando una reacción por parte de las entidades que generan las políticas en el país recientemente, en busca de adaptar el sistema a estas nuevas tendencias.

En respuesta a ello, la regulación, cuando sea necesaria, debe adaptarse a la integración de estas nuevas tecnologías y usos, fomentando su implementación y haciendo viable su utilización. A continuación, se realiza una revisión de las políticas y regulaciones existentes con respecto a la transformación del sector de la distribución de energía eléctrica en los aspectos de: Modernización de la red, planeamiento de la infraestructura, incorporación de recursos distribuidos y participación de la demanda.

A. Políticas Gubernamentales

En Colombia, se vienen emitiendo señales que buscan la actualización del sistema eléctrico de potencia. Es así como, a partir del año 2010 empiezan a aparecer iniciativas como Colombia Inteligente en donde empresas y entidades comienzan a consolidar propuestas en busca de promover las redes inteligentes en el país. Así mismo, las entidades encargadas de emitir las políticas han propuesto nuevas directrices en busca de fomentar la implementación de estos nuevos desarrollos. A continuación, se realiza una enunciación de las políticas emitidas por el gobierno central que se consideran generan señales importantes para la transformación del sector.

1) Ley 1715 de 2014

Esta ley incluye aspectos relacionados con los sistemas de medición avanzada, la utilización de fuentes no convencionales de energía, y trae consigo una primera definición de respuesta de la demanda. El propósito principal de esta Ley fue promover la eficiencia energética y la gestión de la demanda y dio también los lineamientos para que los autogeneradores puedan entregar su energía a la red e indicó que sus aportes deben ser reconocidos efectuando una medición bidireccional de los flujos de energía. Otro de los aportes importantes de esta ley es la designación a la CREG para establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda, estableciendo inclusive recursos económicos para fomentar esquemas que permitan incentivar este tipo de programas dentro del sistema.

2) Decreto 348 de 2017

A través de este decreto se modifican los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. Se dan a conocer los parámetros para que un usuario sea considerado autogenerador de pequeña escala, destacándose que la UPME debe determinar cuál es el valor en potencia instalada máxima para ser considerado un generador de este tipo. Se establece la responsabilidad a la CREG de implementar un trámite simplificado para la conexión y entrega de los excedentes en generación de los autogeneradores de pequeña escala, y también la responsabilidad de que deberá definir los mecanismos de remuneración de los excedentes de autogeneración a pequeña escala.

3) Resolución 4 0072 del 29 de enero de 2018 y Resolución 4 0483 del 30 de mayo de 2019

El ministerio de minas y energía establece los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición avanzada (AMI) bajo este par de resoluciones. Se plantean seis objetivos fundamentales que se esperan puedan ser soportados a través de la implementación de esquemas de medición avanzadas, entre ellos: facilitar esquemas de eficiencia energética, respuesta de la demanda, y modelos de tarificación horaria y/o canastas de tarifas, habilitar la incorporación de tecnologías de autogeneración, almacenamiento, generación distribuida y vehículos eléctricos, mejorar la calidad del servicio, dinamizar la competencia en el mercado minorista y generación de nuevos modelos de negocio y servicio, gestionar reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, y promover la eficiencia en los costos de prestación del servicio.

Se coloca como plazo máximo a la CREG el 15 de abril de 2020 para que establezca las condiciones de implementación de AMI para la prestación del servicio público domiciliario en el SIN. Así mismo da la responsabilidad a la CREG de determinar el actor que se encargará de la instalación, administración, operación, mantenimiento y reposición de la infraestructura de medición avanzada.

Respecto a la meta de implementación, se establece que para el año 2030 el número de usuarios que deben contar con AMI debe ser del 75% del total de usuarios. Igualmente, otorga la responsabilidad a la CREG de adoptar los ajustes necesarios para lograr una remuneración eficiente en cuanto a las inversiones y los costos de funcionamiento que se requieran.

Finalmente, en cuanto a interoperabilidad, ciberseguridad y el uso y protección de datos, se solicita a la CREG establecer condiciones y requisitos para el acceso a la información por parte de otros agentes siempre y cuando se respeten las consideraciones establecidas en las normas de protección de datos que aplican en el país.

4) Plan nacional de desarrollo 2018-2022

Dentro del plan nacional de desarrollo se encuentra como uno de los pactos transversales y habilitadores para la equidad el “Pacto por la calidad y eficiencia de servicios públicos: agua y energía para promover la competitividad y el bienestar de todos”. Adicionalmente, se plantea la promoción de la competencia y del desarrollo de negocios descentralizados, y para esto, se propone la promoción de mercados de contratos y plataformas transaccionales los cuales serán consolidados por la CREG. Así mismo, se indica la necesidad de mejorar la regulación y la vigilancia de los mercados energéticos, recomendando que la regulación debe ser lo suficientemente flexible y abierta para permitir la experimentación y el surgimiento de nuevos modelos de negocios.

Por otra parte, dentro del pacto “Pacto por los recursos minero-energéticos para el crecimiento sostenible y la expansión de oportunidades” se plantea como estrategia la consolidación de la entrada de las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) colocando como responsables al Ministerio de minas y energía, la UPME y la CREG de desarrollar las acciones necesarias para integrar estas fuentes de generación dentro de las subastas de contratación de largo plazo. Otra estrategia planteada es la de disminuir los factores de emisión contaminante para la generación de energía eléctrica, considerando ajustar un impuesto al carbono.

5) Ley 1964 del 11 de julio 2019 POR MEDIO DE LA CUAL SE PROMUEVE EL USO DE VEHICULOS ELECTRICOS EN COLOMBIA Y SE DICTAN OTRAS DISPOSICIONES

La Ley tiene por objeto generar esquemas de promoción al uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones con el fin de contribuir a la movilidad sostenible y a la reducción de emisiones contaminantes y de gases de efecto invernadero mediante unos incentivos obligatorios y otros voluntarios para los entes territoriales, así como unas metas de penetración para el total de vehículos eléctricos que sean comprados o contratados (30% al año 2025) para uso por parte del Gobierno Nacional y los municipios de Categoría 1 y Especial y los prestadores públicos de transporte. También establece esta Ley, unas metas graduales para adquisiciones nuevas y reposiciones de vehículos eléctricos o cero contaminantes para sistemas de transporte masivo y metas para instalación de estaciones de carga rápida y otras disposiciones urbanísticas, entre otros aspectos.

B. Regulación Actual

La regulación vigente viene presentando importantes transformaciones enfocadas hacia la evolución del sistema eléctrico tradicional. Es importante que las entidades regulatorias den respuestas claras y efectivas a las dudas e interrogantes que se generarán con la transformación y establezcan un panorama claro y equitativo para que los agentes y actores tengan las reglas claras para su participación. Igualmente, se hace necesario atacar de manera directa y efectiva los obstáculos que pueden ralentizar esta transformación. Un ambiente regulatorio propicio y estable, genera confianza entre los actores del sistema y fomenta la competencia de este. A continuación, se presenta un panorama general de la regulación vigente.

1) CREG 070 de 1998

En esta resolución, la CREG establece el reglamento de distribución de energía eléctrica. El principal objetivo de esta resolución es la regulación de las actividades de transmisión regional (STR) y distribución local (SDL), con base en los principios de eficiencia, calidad, y neutralidad. De este modo, la resolución define los criterios técnicos de calidad, confiabilidad, y seguridad del servicio de energía eléctrica, y específicamente establece los lineamientos para conexión de cargas, para la planeación, operación y expansión de los STR y SDL.

2) CREG 038 de 2014

Surgió como modificación del Código de Medida contenido en el Anexo general del Código de Redes (CREG 025 de 1995) y que tiene como objetivo asegurar la precisión de la medición de la energía en las fronteras comerciales que hacen parte del SIC. El nuevo código de medida define las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición para el registro de los flujos de energía, definiendo los requerimientos que deben cumplir los componentes del sistema en relación con la exactitud, certificación de conformidad de producto, instalación, pruebas, calibración,

operación, mantenimiento y protección de este. Se determinan las responsabilidades de los agentes y usuarios en el proceso de medición de energía eléctrica.

3) CREG 071 de 2006 y 063 de 2010

En la Resolución CREG 071 de 2006, se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía y se establecen los Anillos de Seguridad como un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son: el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente y la Generación de Última Instancia.

El esquema de respaldo de demanda desconectable del cargo fue diseñado en la Resolución CREG 063 de 2010, en el cual se estableció la DDV como un contrato entre un comercializador en representación de un usuario o un grupo de usuarios ya sean regulados o no regulados, que tengan el interés de pactar una reducción de demanda con un generador que necesite respaldar sus obligaciones de energía en firme, algunos aspectos de esta resolución fueron ajustados en la Resolución CREG 203 de 2013.

4) CREG 011 de 2015

Mediante esta resolución se adoptan las normas para regular el programa de respuesta de la demanda, RD, para el mercado diario en condiciones críticas del sistema, la cual hace referencia a los usuarios que tienen la capacidad de efectuar desconexión de su carga de manera voluntaria en caso de que sea requerido por el sistema, demanda que se considerará para la liquidación de las transacciones en el Mercado Mayorista. La compensación que reciben los usuarios que se acojan al programa de RD será la diferencia del precio de bolsa y el precio de escasez por la energía reducida.

5) CREG 015 de 2018

A través de esta resolución el ente regulador presentó la nueva metodología para la remuneración de la actividad de distribución en el SIN, que contiene varios cambios estructurales del esquema regulatorio, donde se pasa de una remuneración a VNR de los activos a un esquema *Building Block*. La resolución incluye varios anexos en los que se detallan el cálculo de cargos, el cálculo de los ingresos de los OR, el ingreso anual por gastos de AOM, los niveles de calidad del servicio que se establecen como meta, el esquema y condiciones para la presentación de los planes de inversión, las pérdidas de energía que serán reconocidas, el cálculo de cargos horarios y cargos por respaldo de la red, entre otros aspectos. En esta nueva resolución, ya no se tiene una regulación basada en *Price-cap* para niveles de tensión 2, 3 y 4 sino que se aplica *Revenue Cap* en todos los niveles de tensión.

El costo total evaluado por el OR para el plan de inversiones presentado 2019-2023 debió establecerse con base en los costos de reposición de referencia definidos por la misma CREG en la resolución, para un conjunto de unidades constructivas. Además, el plan de inversión presentado a la CREG por cada OR debía contener la información relativa al diagnóstico de los sistemas que opera el OR, tanto para STR como SDL, así como la información de los proyectos de cada tipo (I, II, III, y IV) de inversión.

6) *CREG 030 de 2018*

En esta resolución la CREG regula las actividades de autogeneración a pequeña y gran escala (hasta 5 MW) y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.

En primera medida, se establecen las condiciones para la integración de los actores de generación distribuida (GD) y los autogeneradores a pequeña escala (AGPE) colocando como límite máximo el 15% de la capacidad del circuito, transformador o subestación en donde se efectuó la solicitud del punto de conexión. Así mismo, coloca la restricción respecto a la cantidad que puede ser entregada a la red, tanto a los sistemas fotovoltaicos sin almacenamiento como a las otras formas de generación. Obliga a los operadores de red a mantener la información actualizada de la disponibilidad para la adición de GD y AGPE en la red.

Inicialmente, faculta a los operadores de red para diseñar los formatos y el contenido de los estudios de conexión que deben ser presentados por los GD y los AGPE. Sin embargo, solicita al CNO efectuar la estandarización tanto de los formatos como de los estudios de conexión, así como los sistemas de protección que se tendrán en cuenta para la conexión de los nuevos sistemas de generación, tema que no está definido aún por parte del CNO.

Respecto a la comercialización de la energía producida por los GD pueden utilizar dos métodos: El primero de ellos el indicado en la resolución CREG 086 de 1996 o venderla directamente al comercializador integrado con el operador de red. En este último caso, el comercializador está obligado a comprarle la energía al generador distribuido.

7) *DOCUMENTO 077 de 2018*

Como respuesta a lo dispuesto en la resolución 4 0072 del 29 de enero de 2018 la CREG lanza este documento donde recopila los conceptos fundamentales para la implementación de sistemas AMI. En este sentido efectúa una revisión de experiencia nacional en el tema a través de los diferentes operadores de red. Identifica que uno de los principales problemas de implementación de esta tecnología es la falta de una regulación clara que permita a los diferentes actores efectuar las inversiones que se requieren. Así mismo observa que como consecuencia de la falta de una regulación clara, se pueden generar escenarios de ineficiencia como resultado de la ausencia de interoperabilidad de los sistemas que se instalen antes de que sea emitida una regulación.

La CREG identifica la necesidad de modificar el marco regulatorio en tres ejes fundamentales:

- Adaptar y/o ajustar la regulación vigente respecto a los temas de medición para acoplarlos al concepto de medición avanzada.
- Proteger los derechos de los usuarios.
- Promover la competencia en la actividad de comercialización de energía eléctrica.

8) *La NTC 6079 "REQUISITOS PARA SISTEMAS DE INFRAESTRUCTURA DE MEDICIÓN AVANZADA (AMI) EN REDES DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA"*

Se establecen los requerimientos mínimos que deben cumplir los sistemas AMI para su operación y gestión. Se realiza en esta norma una definición de requisitos para cada uno de los módulos que componen el sistema. Para el equipo de medida se señalen cuáles son los requisitos eléctricos,

mecánicos y metrológicos dirigiendo al lector a las normas NTC que deben cumplirse por parte del equipo. Con respecto a la operación y el mantenimiento local, la norma señala que dentro del equipo se debe permitir la gestión de las alarmas y los eventos de manera local, asegura la necesidad de seguridad con la que debe contar el equipo en busca de que únicamente personal autorizado pueda realizar maniobras sobre el mismo. Sin duda existe una importante cantidad de reglamentación y normatividad que delinear el contexto de la planeación, la operación y el mantenimiento de las redes de distribución, así como aspectos de mercado asociados, entre otros.

IV. CATEGORIZACIÓN Y DESEMPEÑO DE LAS EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN

Para el desarrollo de este ejercicio de categorización se consideró información fuente suministrada por ASOCODIS² e información consultada en el SUI y en XM, combinadas con los resultados de encuestas aplicadas a las empresas de distribución referente a los cuatro ejes temáticos del objetivo de la fase 1 del foco 3. El alcance de estas encuestas permitió identificar las prácticas actualmente empleadas por las distribuidoras para planear, ejecutar, documentar, reportar y dar seguimiento a las inversiones en modernización de la red, técnicas de planeamiento, experiencias en incorporación de DER o respuesta de la demanda, entre otros aspectos, y los hallazgos se presentan posteriormente en otros apartes de este documento. Con el fin de identificar patrones en las empresas se combinaron quince variables (ver tabla siguiente) y se ejecutó una segmentación óptima de agrupamiento.

Tabla IV-1: Variables estadísticamente representativas para el análisis de conglomerados

Variables topológicas de la red	Variables de desempeño del servicio	Variables económicas y de inversión	Kpi's técnicos y económicos
Usuarios: número total de usuarios del OR	Pérdidas: índice de pérdidas totales del OR.	Inversión: valor total en millones de pesos de la BRAEN	Demanda/Usuario: energía distribuida por usuario
Demanda: energía anual distribuida por el OR	SAIDI: total anual de la red de cada OR.	AO&M: gasto total de AO&M reportado como porcentaje.	Usuario/km: densidad de usuarios por cada km de red del OR.
km de red: red existente en cada nivel de tensión, N1, N2, N3 y N4.	SAIFI: total anual de la red de cada OR.	Utilidad: millones de pesos de la utilidad neta reportado por el cada OR.	Utilidad Neta/Usuario: corresponde al valor de utilidad neta OR por cada usuario
Transformadores: número de transformadores de distribución.		EBITDA: valor porcentual del margen EBITDA de cada OR	Presencia del Estado en la composición accionaria.

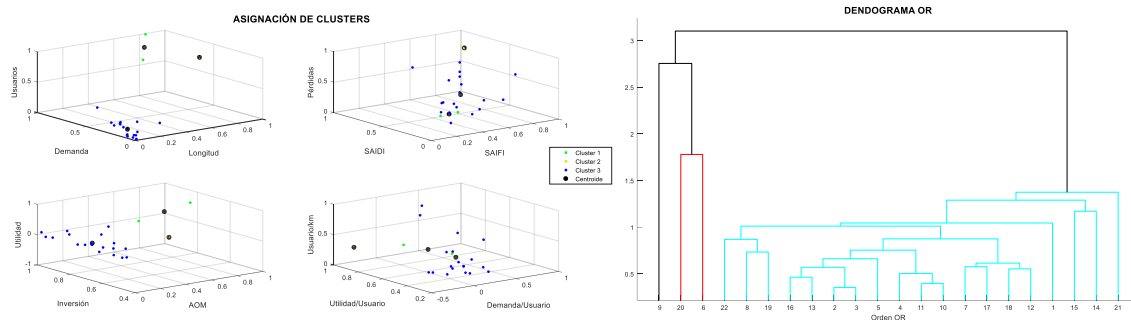
La identificación del número óptimo de *Clusters* se llevó a cabo mediante el algoritmo Silhouette, por medio del cual se analizó la calidad de los agrupamientos conformados, determinando las distancias de similitud de los elementos con su grupo y las distancias de disimilitud entre los elementos de un grupo con un *Clúster* diferente (Silhouettes: a graphical aid to the interpretation and validation of cluster

² Esta información suministrada por ASOCODIS estuvo dada con corte a diciembre de 2018

analysis, 1987), siendo así posible determinar que para el análisis presentado, el número óptimo de *Clusters* es 3.

De esta manera, la categorización de las empresas de distribución obtenida como producto del análisis estadístico de *clusters*, permitió establecer tres categorías de clasificación de empresas: grandes maduras, grandes con potencial y un tercer grupo amplio de las medianas y pequeñas, cuya categorización y límites de clasificación de las variables consideradas, se presentan a continuación:

Figura IV-1: Gráficas de asignación de clusters³



Fuente: Equipo consultor

- 1) Grupo 1: Empresas maduras: CODENSA, EPM
- 2) Grupo 2: Empresas con potencial: ELECTRICARIBE⁴
- 3) Grupo 3: Empresas en evolución: Resto de las empresas distribuidoras. Vale la pena destacar que EPSA, EBSA y ESSA están muy cerca del conjunto de las empresas maduras (grupo 1).

El análisis llevado a cabo contempla 28 ORs, aunque seis de ellos no contaron con información significativa (EE del Putumayo, EEBP, EMEESA, EMEVASI, ENEGUAVIARE y RUITOQUE). No obstante, estas seis empresas pueden ser agrupadas en el tercer clúster debido a similitudes en la información topológica básica de la red, junto con las empresas que ya se han identificado como parte del clúster 3.

Vale la pena resaltar que la segmentación incluyó variables de inversiones futuras de las empresas, y para el pasado, la CREG en documento 099 de 2014, respecto a las inversiones realizadas por las empresas en el período 2008-2012 concluyó que la inversión anual promedio en el país fue de COP493.000 millones de diciembre de 2007, que representaron el 2,8% de la base de activos

³ Los colores representan los 3 *clusters* mientras que cada punto negro muestra el centroide de cada agrupación.

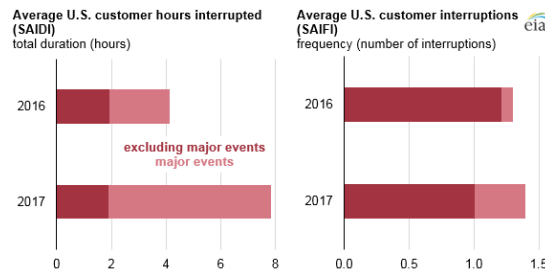
⁴ La empresa del grupo dos, vale la pena resaltar que se encuentra en una condición especial, con grandes retos de futuro, pero en el corto plazo enfocada en la supervivencia en términos de suministro de la demanda, por lo que por sí misma, esta empresa genera una condición única e irrepetible que ha sido ampliamente diagnosticada, motivo por el cual no se presentan en este documento detalles adicionales a los ya conocidos públicamente.

Fuente: SSPD

El promedio nacional de SAIDI para el 2016 estuvo en 38 horas y para el 2017 fue de 39,5 horas. El SAIFI promedio nacional alcanzó para el 2016 las 49 interrupciones y para el 2017 el dato fue 51,3 veces. Se presentan los datos del 2016 en este referenciamiento, pues las metas que estableció la CREG en cuanto a calidad del servicio se definen tomando como base el año 2016.

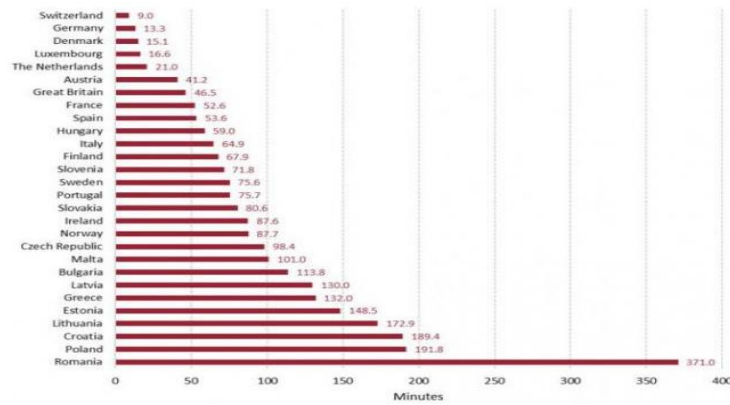
Mientras tanto, en otras zonas del planeta, los indicadores de calidad son los que se muestran en las siguientes figuras, los cuales evidencian una considerable brecha en normalización y modernización de las redes en Colombia frente a estándares internacionales:

Figura V-2 Desempeño en SAIFI y SAIDI en USA para 2016 y 2017



Fuente: EIA

Figura V-3 Desempeño en SAIDI en EUROPA (en minutos)



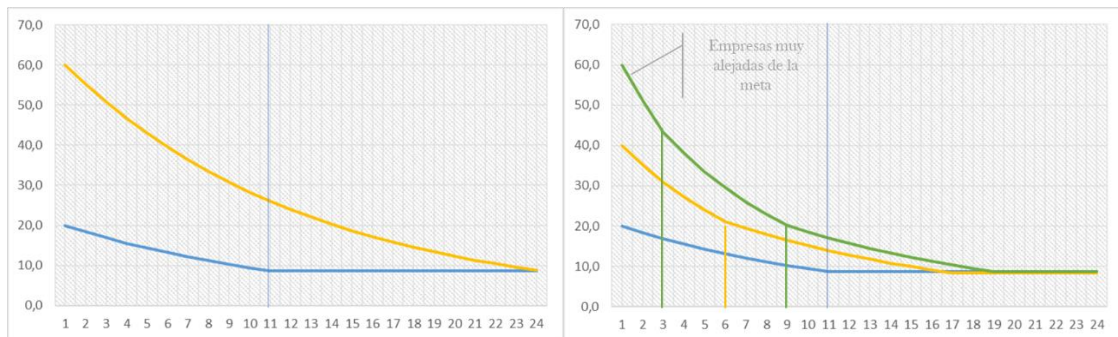
Fuente: CEER 2018

Esta situación genera automáticamente una reflexión acerca de cómo incentivar la mejora de la calidad ante la heterogeneidad en los indicadores. Así se identificó la importancia de segmentar la señal de mejora del desempeño de calidad, similar a como se hace hoy en pérdidas, motivando a las empresas más alejadas de las metas a unas mejoras mayores en los primeros años (incluyendo una señal de transición asociada), y a medida que van logrando el resultado, las metas interanuales se irían acercando a la planteada por el regulador, del 8% anual. De esta forma, las metas diferenciales pueden viabilizar que se reduzca el tiempo de tránsito de todos los ORs hacia un esquema de eficiencia reflejado en las metas de largo plazo del regulador. Para que este mecanismo se pueda viabilizar, se recomienda un período de transición antes de su implantación, por la dificultad que existe del cambio a un esquema

más exigente, o en su defecto, para acelerarlo, el establecimiento de un incentivo adicional contra resultado.

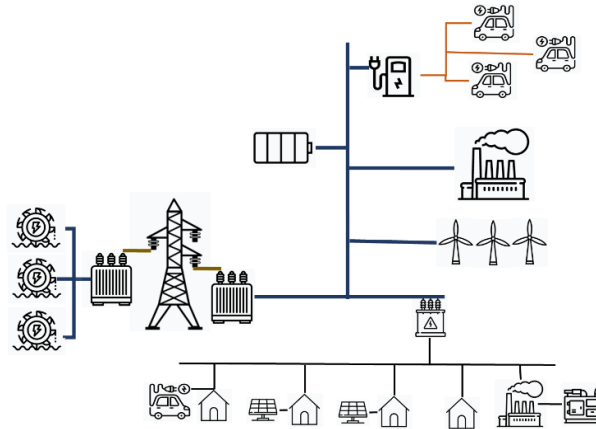
Propuesta: Modificación regulatoria de las metas de calidad de servicio y de la senda de cumplimiento de los primeros 5 años (8% acumulado actualmente), por unas metas segmentada por mercados, con gradualidad. Lo anterior para asegurar las metas de LP de 9 veces y 2h por año. Con las metas graduales y segmentadas, se aprovechan las ventajas de las mejoras rápidas en los primeros años para las empresas más alejadas y se reducen los tiempos de cumplimiento de las metas de LP en por ejemplo 8-15 años (ver Figura V-4). Las metas graduales de tres segmentos se proponen para el grupo 2. Las de dos segmentos para algunas del grupo 3 y las de un solo segmento (mejora del 8% anual) para las restantes del grupo 3 y las del grupo 1.

Figura V-4: Trayectorias de calidad de Dx ejemplo: vigente (izq), propuesto (der)



Ahora bien, tradicionalmente los sistemas de distribución se diseñan para abastecer la demanda de energía de los usuarios bajo ciertos criterios de confiabilidad y calidad. Así mismo la operación se limitaba a mantener el servicio operativo y en caso de algún evento, restablecer el suministro lo más pronto posible a los usuarios afectados. Sin embargo, los avances en la tecnología han obligado a que los sistemas de distribución se enfrenten a nuevos escenarios totalmente desconocidos. Por ejemplo, se prevé que en un futuro la masificación del almacenamiento de energía sea un factor importante dentro de la operación de los sistemas. Así mismo, aparecen nuevos actores como el vehículo eléctrico o los generadores distribuidos que cambiarán totalmente la forma como se gestionan los sistemas de distribución y que harán que los flujos de energía dentro del sistema sean bidireccionales. Esto se puede evidenciar de forma clara en la siguiente figura.

Figura V-5 Transformación de los sistemas de distribución.

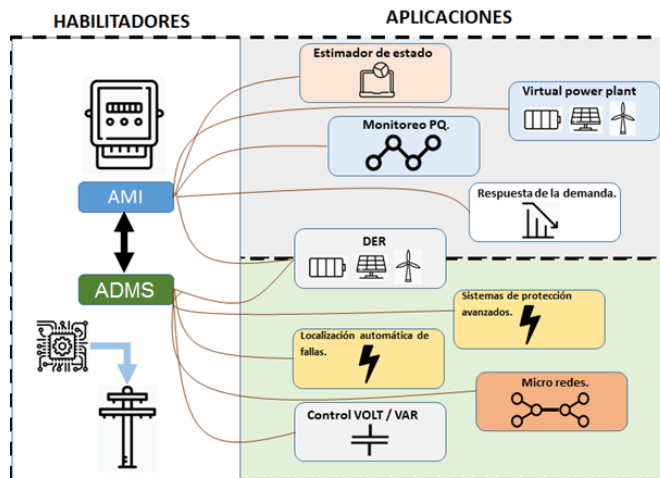


En este sentido, se ha identificado que en el mundo se han clasificado las intervenciones enfocadas a la modernización de los sistemas de distribución en tres grandes bloques: monitoreo, predicción y control.

Bajo este panorama, dentro de las aplicaciones más relevantes y herramientas que se encuentran disponibles para la modernización de los sistemas de distribución, se encuentran: DER (Distributed Energy Resource), AMI (Advanced Metering Infrastructure), monitoreo de la calidad de potencia, estimación de estado del sistema, localización automática de fallas, control VOLT/VAR, respuesta de la demanda por condiciones de operación, sistemas de protección avanzados, operación remota, ADMS (Advanced Distribution Management System), microrredes, Virtual Power Plants (VPP) y agregadores de demanda.

En la Figura V-6 se presenta el esquema general de funcionamiento de las diferentes aplicaciones y herramientas que contribuyen a la modernización de los sistemas de distribución. Es importante mencionar que, a partir de la implementación de tecnologías habilitadoras como AMI y ADMS, se abre la puerta a la posterior implementación de aplicaciones sobre el sistema.

Figura V-6 Esquema de aplicaciones para la modernización del sistema de distribución.



B. Prácticas empleadas e información de agentes

En general, la modernización de las redes de distribución en el país ha sido impulsada por los requerimientos del regulador que han estado concentrados en las mejoras de calidad del servicio, estableciendo obligaciones de automatización y control (Resolución CREG 097, Resolución CREG 015 de 2018, entre otras). Sin embargo, hay que anotar los siguientes aspectos:

- Las empresas maduras, y algunas de sus filiales presentan una constante modernización de equipos de protección, hardware y software de centros de control y todos ellos sin excepción han instalado un sinnúmero de reconectores tele-controlados y con tecnología de punta en diversos puntos de la red.
- Las empresas medianas y pequeñas del grupo 3 tienen en su mayoría centros de control instalados hace aproximadamente 8 años, tienen automatizadas solo las subestaciones de nivel 4 y una parte de las de nivel 3. En general, tienen los reconectores que exige la regulación. Vale la pena destacar que las pequeñas empresas del grupo 3 en su mayoría están rezagadas incluso en el cumplimiento de la regulación en aspectos de modernización. Sin embargo, los avances entre ellas son muy diferentes. Algunas ya están implementando centros de control, mientras otras (eso si es la minoría) no tienen.

C. Metodología propuesta por segmento

Para acelerar el proceso de modernización de los sistemas de distribución, es necesario comenzar a tomar las medidas regulatorias (técnicas y de remuneración) que permitan la puesta en funcionamiento de las aplicaciones, considerando que solo muy pocas empresas realizan inversiones en modernización por encima de las exigencias regulatorias, algunas en su mayoría son completamente seguidoras de lo establecido por el Regulador y otras incluso no realizan las inversiones así estén estipuladas regulatoriamente, tema que deberá revisarse por los Entes a cargo, pues no es claro para esta consultoría que aquellas empresas estén en condiciones de realizar modernizaciones en sus redes. Las medidas deben estar enfocadas hacia el rompimiento de las barreras que impiden o dificultan su implementación generando un escenario claro para todos los actores y agentes. A continuación, se presenta una metodología propuesta por segmento para impulsar la modernización de los sistemas de distribución.

1) Grupo 1

- Corto plazo.

En este escenario se presenta una baja penetración de sistemas GD y AGPE, así como un despliegue mínimo de AMI y la conexión de algunos vehículos eléctricos. No se cuenta aún con sistemas de almacenamiento instalados en la red. En esta etapa se deben comenzar a sentar las bases de lo que será la modernización de los sistemas de distribución maduros, en donde se recomienda definir por parte de la compañía cuáles serán las políticas que regirán la modernización del sistema. La empresa debe: proponer los objetivos que desea cumplir con la modernización del sistema, los cuales deben estar alineados con las políticas y misión de la compañía, realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno (tanto financiera como económica demostrada y bajo criterios de evaluación predefinidos y comparables entre empresas, sin que implique usar las mismas metodologías de cálculo), definir los indicadores que permitan visibilizar los avances de la modernización del sistema de distribución, definir cuáles deben ser las aplicaciones que permitirán dar cumplimiento a los objetivos propuestos, definir la forma como

estas aplicaciones serán integradas al sistema y se hace necesario que las empresas establezcan la implementación de AMI y ADMS con énfasis en proyectos piloto implementados, los cuáles son clave para determinar la respuesta de los usuarios y el tamaño de los potenciales beneficios.

- Mediano plazo

En este escenario se espera un aumento en la penetración de GD y AGPE, así como un avance en la implementación de AMI y vehículos eléctricos en el sistema. Aparecen los primeros proyectos piloto de sistemas de almacenamiento de energía en la red. Las acciones propuestas para las empresas incluyen: consolidación de la implementación de AMI y ADMS dentro del sistema, diseño e implementación de proyectos piloto de acuerdo con la priorización de las aplicaciones ya realizada, realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno, realizar seguimiento de los resultados de las implementaciones y efectuar los ajustes y correcciones que se consideren pertinentes.

- Largo plazo

Se presenta una alta penetración tanto de GD y AGPE como de sistemas AMI, comienzan a implementarse las primeras aplicaciones de almacenamiento dentro del sistema. Se propone que las empresas comiencen con el despliegue de las aplicaciones dentro de toda la red de distribución, verifiquen el impacto de la implementación de las aplicaciones en el sistema con respecto a los objetivos planteados, revisión de políticas y en caso de que requieran modificación, se requiere un nuevo planteamiento de los objetivos y que realicen un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno.

2) Grupo 2

Dado la situación de pérdidas de energía y calidad de servicio, aún sin resolver, se recomienda que en el corto plazo se enfoquen las inversiones en:

- Despliegue de AMI como habilitador fundamental de un control efectivo de pérdidas y calidad de servicio, que empodere al OR incumbente para gestionar y atender la demanda de manera eficiente.
- Fortalecimiento para la ejecución del plan de inversiones que se requiere para nivelar el estado de calidad y pérdidas (foco en niveles de tensión II y III), y el cumplimiento de los estándares regulatorios, y recuperar el desarrollo del STR propio.

3) Grupo 3

En el caso de las distribuidoras del grupo 3 el proceso de modernización debe empezar por una formulación de objetivos y políticas generales que se podría segmentar en las empresas medianas y las empresas pequeñas.

- Medianas-Corto plazo

Inicialmente se deben definir las políticas, por parte de la compañía, que regirán la modernización del sistema, además de proponer los objetivos que desea cumplir en este proceso y realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno. Para la elaboración de un plan de implementación, la compañía deberá tener presente los cambios de equipos y controles y empezar una campaña de instalación de medidores inteligentes, modernizar el centro de control, tanto en hardware como en software.

- Medianas-Mediano plazo

Definir los indicadores que permitan visibilizar los avances de la modernización del sistema de distribución, realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno, definir cuáles deben ser las aplicaciones que permitirán dar cumplimiento a los objetivos propuestos y formular un plan de modernización de protecciones con el fin de coordinar el sistema para el uso de recursos distribuidos en forma óptima.

- Medianas-Largo plazo

Consolidación de la implementación de AMI y ADMS dentro del sistema, diseño de pilotos de las aplicaciones priorizadas, realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno, implementación y puesta en servicio de los proyectos piloto, los resultados de estos deben ser monitoreados y, si es pertinente, realizar ajustes y correcciones.

- Pequeñas-Corto y mediano plazo

Implementación de un centro de control que vaya más allá de lo exigido por la CREG de manera simultánea con la adquisición de relés de última tecnología y automatización de subestaciones de 115/13.2 kV 115/34.5 kV y 34,5/13.2 kV, formular un plan de implementación de tecnologías habilitantes como AMI y de adquisición de reconectores, realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno.

- Pequeñas-Largo plazo

Dado que el plan de corto plazo será demorado, la red de estas empresas estará lista para trabajar mancomunadamente con recursos distribuidos en el largo plazo. En consecuencia, mediano y corto plazo para este tipo de empresas será básicamente lo mismo. No se considera realizar proyectos piloto, ya que se podrá aplicar las experiencias adquiridas por las empresas de tamaño mediano, consolidación de la implementación de AMI y ADMS dentro del sistema, realizar un análisis financiero y con ello limitar el plan a aquellas inversiones que arrojen una relación beneficio/costo mayor de uno.

D.Requisitos y mecanismos de despliegue de AMI

Un sistema AMI está compuesto por los dispositivos de medición que se encargan de realizar el monitoreo de las variables y parámetros eléctricos. Estos datos son transportados a través de un canal de comunicación, el cual debe ser lo más confiable posible para la recolección y transmisión de los datos de manera bidireccional. Así mismo, dentro de esta infraestructura aparecen una serie de concentradores que se despliegan a lo largo del sistema para facilitar el esquema de recolección de los datos de acuerdo con el tipo de equipos que se encuentren operando. Finalmente, los datos deben ser almacenados y procesados de manera segura dentro de un centro de gestión de medida el cual debe tener la capacidad de permitir a los diferentes actores, interactuar con la información de acuerdo con sus necesidades.

- Medidor inteligente

Es el elemento fundamental de AMI, una restricción en sus funcionalidades provocará que no sea posible explotar todas las aplicaciones de una red inteligente. Así mismo, seleccionar un número elevado de funcionalidades en un equipo de medición, puede provocar hacer la implementación del sistema inviable financieramente.

En Colombia ya se han efectuado avances para establecer cuáles deben ser las funcionalidades mínimas con las que debe contar el medidor, por parte de la UPME y la UNAL, en donde se definieron las siguientes funcionalidades: lectura remota del medidor, medición de energía importada

y exportada, comunicaciones bidireccionales, acceso a la información de manera local, prevención y detección de fraudes, sincronización de tiempo, conexión y desconexión del suministro, limitación de potencia de forma remota, compatibilidad con el modo prepago.

***Propuesta:** Bajo la ley de modernización del sector TIC (Ley 1978 de 2019) asignar un espectro únicamente para la operación de AMI y ADMS bajo un principio de cobertura para las zonas de difícil acceso. Se recomienda que la operación de esta banda sea efectuada por un agente especializado en telecomunicaciones aprovechando su conocimiento en el despliegue y operación de esta infraestructura, lo que puede acelerar su implementación.*

Respecto a la implementación de AMI, esta misión considera que es necesario que se revisen los objetivos definidos en la resolución 4 0072 de 2018 en busca de obtener un desglose de estos para establecer una priorización en el tiempo en la consecución de estos objetivos. Esto debido a que de acuerdo con el desarrollo de los objetivos en el tiempo la relación Beneficio-Costo puede verse modificada. Así mismo, se considera fundamental la aplicación de un plan de difusión y alfabetización asertivo que presente los beneficios para los usuarios finales y los costos que este deberá asumir para su implementación. Es básico que el cliente final tenga plena conciencia del salto que se dará y de cómo puede aprovechar las ventajas del AMI en su canasta de costos, so pena de un despliegue costoso y sin potencial de uso real del lado de la demanda.

***Propuesta:** La implementación de AMI debe hacerse colocando al cliente en el centro del despliegue informándolo de los beneficios que obtendrá, a cuáles aplicaciones podrá acceder y los costos nuevos que tendrá que asumir.*

Otro aspecto fundamental para la adopción de AMI de acuerdo con estudios que se han venido adelantando en el país, es la definición de un estándar de interoperabilidad que aplique para todas las OR, en busca de aprovechar los esquemas de economía de escala para la adquisición de los equipos. Respecto a la meta de implementación establecida por el ministerio de minas y energía bajo la resolución 4 0483 del 30 de mayo de 2019 del 75% de la totalidad de los clientes para el año 2030, esta misión pone a consideración el cambio de este límite, estableciéndolo como un porcentaje de la totalidad de la demanda, además de otros aspectos de mejora.

***Propuesta.** Despliegue de AMI.*

- *Etapa 1: Priorización en los mercados con pérdidas e indicadores de calidad por encima del promedio nacional (primeros 3 años) - Quick Wins. El objetivo será desplegar AMI en las cabeceras municipales de dichos mercados, priorizadas por tamaño hasta completar el 75% de la energía distribuida con especial foco en barrios subnormales.*
 - *Etapa 2: Simultáneamente, desplegar AMI en todo el restante mercado del país hasta acumular el 75% de la energía vendida (en 5 años) en cascos urbanos, empezando por capitales departamentales y permeando por tamaños de las cabeceras municipales.*
-

- *Etapa 3: El mercado residencial rural (con un plazo de 6 a 8 años) al menos en un 50% de la energía vendida ya que primero se tienen que dar las condiciones de modernización de la red y la habilitación de los sistemas de comunicación asociados con AMI, que son de elevado precio.*
 - *Etapa 4 (opcional): Se recomienda que pueda existir la opción en la que todas las etapas se completen al 100% del despliegue AMI (que implica toda la demanda) siempre y cuando para las colas nunca se le cobre al usuario el costo del medidor ni de su plataforma de integración en comunicaciones o software.*
-

Frente a la implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura AMI, será necesario definir el actor que se hará cargo de la implementación y la operación del sistema. Aunque se pueden plantear escenarios en donde un nuevo actor se haga cargo de estas actividades, esta misión considera mucho más ventajoso que los operadores de red, quienes ya conocen la infraestructura eléctrica instalada, han resuelto inconvenientes ocasionados por el difícil acceso a algunos usuarios, conocen la forma como funciona el sector, tiene una vasta experiencia dentro de la operación de sistemas complejos de gran tamaño, entre otras ventajas, sea el actor responsable de su operación.

***Propuesta:** La implementación, operación y mantenimiento de la infraestructura AMI debe estar bajo la responsabilidad de los operadores de red, teniendo en cuenta su experiencia sobre sus zonas de operación y conocimiento en general del funcionamiento del sector eléctrico.*

Respecto a ciberseguridad, se pudo establecer que el acuerdo 788 del CNO es un avance relevante para el tema dado que se hace una primera aproximación para la definición de activos críticos y niveles de ciberseguridad requeridos. Sin embargo, se necesita incluir un mayor detalle en metodologías de evaluación de riesgo cibernético, metodologías de análisis de ciberseguridad para garantizar la uniformidad de los agentes y lograr una verdadera protección del sistema. De igual forma, es importante diferenciar niveles de protección para la infraestructura crítica y para otros sistemas asociados a redes inteligentes. Se observa que en el sector es prioritario establecer una regulación en ciberseguridad y definir requisitos mínimos de protección además de crear instrumentos administrativos que permitan realizar su verificación, cumplimiento, y correcta integración con las soluciones de interoperabilidad para la integración de funciones de redes inteligentes. Esto se presenta como un gran reto para el sector que no necesariamente debe estar a cargo exclusivamente del regulador del sistema colombiano sino que se sugiere sea establecido al igual que varios de los aspectos tratados en este acápite por parte de un Comité Permanente de Expertos conformado por la CREG, la CRT, las empresas, el CNO, La UPME, la SSPD, Colombia Inteligente y un grupo de expertos seleccionados por el Ministerio de Minas y Energía para definir estos lineamientos de detalle y operativos, entre ellos el de implementar los requerimientos de ciberseguridad sin limitar las aplicaciones que pueden ser implementadas.

***Propuesta:** Establecer un Comité Permanente de Expertos interdisciplinario conformado por los diferentes interesados para la definición y actualización de los mecanismos de interoperabilidad y ciberseguridad en busca de tener un marco técnico y regulatorio claro y neutro y que además se haga cargo de:*

- *Desarrollar la adecuada fórmula para asignar costos y beneficios entre el comercializador, operador y cliente final (cerca del 45% del mercado ya está en el eficiente de pérdidas)*
 - *Considerar ahorros de funciones presenciales actuales (suspensión, reconexión, lectura, facturación, entre otros) para compartir ahorros con el usuario.*
 - *Basado en las experiencias en otros países, se requiere una cuidadosa socialización con los consumidores para lograr la aceptación de esta tecnología*
 - *Resolver problema de confidencialidad de la información*
 - *Definir la organización de la administración de la información AMI*
-

En cuanto al aspecto tarifario del despliegue de AMI, esta misión recomienda:

Propuesta: Remuneración separada de activos:

1. Infraestructura conexas (comunicaciones, centros de gestión, etc.)

1.1 Considerados como activos de uso, de asignación similar a los centros de control (se distribuye la inversión en partes iguales por nivel de tensión) pero incluyendo la participación de la demanda del nivel de tensión I.

1.2 Decreto especial del MME para que los clientes de nivel de tensión superior apoyen el pago de la infraestructura que usará el NI, similar a como se realiza actualmente para pérdidas de NI.

1.3 Amortización de activos a 10 años como los centros de control.

2. Medidor individual

2.1 Para usuarios de NI, residencial: Activo de uso para evitar generar cargo de conexión individual en la factura que genere rechazo al despliegue AMI con amortización a 15-20 años

2.2 Para los demás tipos de usuario (comerciales e industriales de NI más los de N2 a N4) el medidor será pagado como activo de conexión, con amortización entre 5 y 10 años. Si estos activos se clasificaran como de uso, los usuarios de NI con o sin AMI terminarían pagando también estos medidores en los cargos por uso.

E. Automatización, supervisión y control

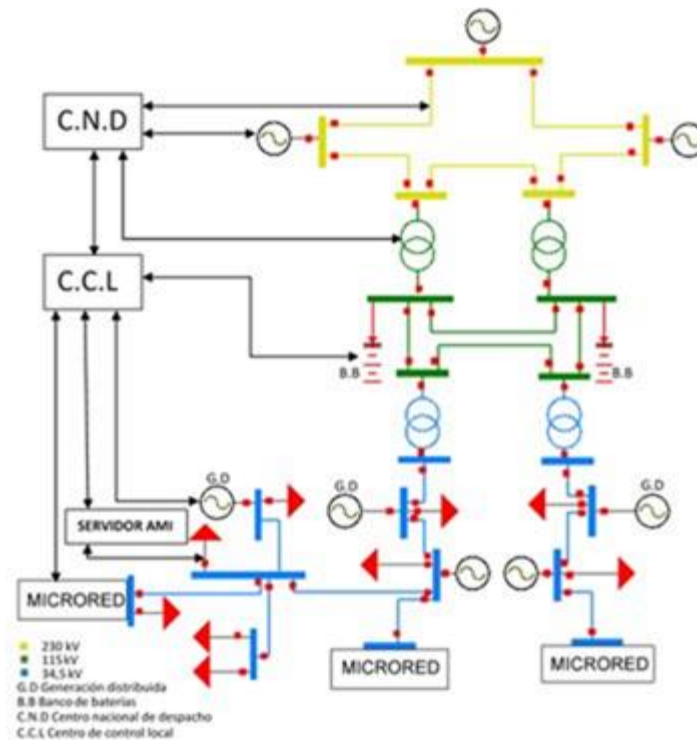
Un sistema eléctrico que aproveche a máximo los recursos distribuidos necesariamente debe tener tecnología de punta en automatismos, medición y control. En la Figura V-7 se propone un esquema unifilar simplificado que refleja la red eléctrica de distribución típica objetivo del país en el largo plazo.

La automatización y modernización debe realizarse tanto por el contenido inteligente que tenga el hardware como el software del sistema de medición, control y protección, en todos los puntos.

El sistema de distribución objetivo debe tener una alta penetración de generación distribuida, gran cantidad de microrredes conectadas al sistema en media y baja tensión, uso a nivel de STN, STR, SDL de servicios de almacenamiento de energía, uso de elementos de electrónica de potencia que ayuden en la operación óptima de la red, en especial DFACTS, uso extensivo de equipos de corte tele controlados, medición inteligente desplegada según la recomendación, medición en tiempo real de variables externas como, por ejemplo: temperatura de conductores y transformadores de distribución, medición en tiempo real de variables meteorológicas. Uso intensivo del internet de las cosas con los diferentes equipos (transformadores, interruptores, reconectores, transformadores de medida) con el fin de actualizar en tiempo real inventarios y bases de datos de distribución, tendrá un centro de

control avanzado que cuente con: SCADA, EMS, DMS, OMS, DERMS; conectado en línea al servidor o servidores de medición avanzada AMI, lo cual se orienta hacia un estándar de gestión de activos basado en condición.

Figura V-7: Diagrama unifilar simplificado sistema objetivo



1) Tipos de control con generación distribuida

1. Control y monitoreo centralizado

Este esquema de control se caracteriza por recibir toda la información del sistema de cualquier evento y procede a dar mandos en consecuencia, por otro lado, operarlo de forma integral. Un ejemplo extremo, sería eliminar de la Figura V-7 el centro de control local (C.C.L) y que la información fluya desde y hasta el C.N.D.

2. Control y monitoreo descentralizado

Se caracteriza porque toda la responsabilidad la asume el centro de control local, dejando el centro de control total del sistema como un receptor de información simplificada, controlando únicamente la interconexión en alta y extra alta tensión (HV, EHV). Un centro de control local descentralizado asume la responsabilidad del SDL y el manejo de los recursos distribuidos en su área.

3. Control híbrido

En este sistema coexisten el centro de control local y el centro de control total, ambos con responsabilidades definidas, pero sin trabajar en forma jerárquica, salvo en casos de emergencia.

4. Control híbrido descentralizado

En este esquema se presenta un control distribuido de las redes de los operadores de red OR. La idea básica consiste en tener en cada subestación de AT/MT del sistema del operador, un centro de control con todas las atribuciones de un centro de control local o regional, de forma tal que pueda, en cualquier momento, controlar su subsistema como si fuera un todo (isla intencional). Claro está que

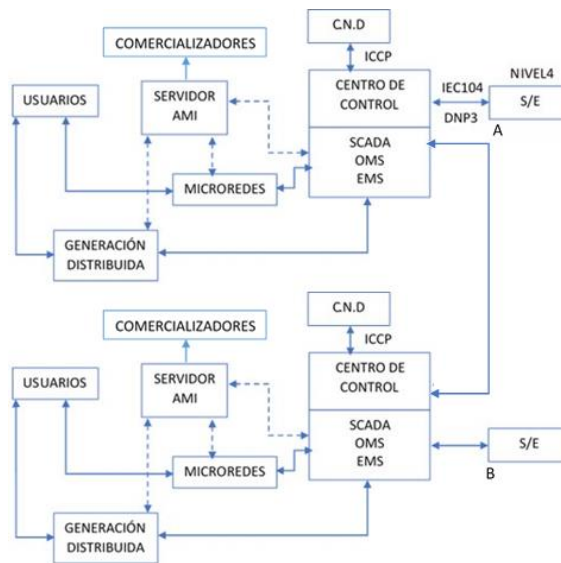
los centros de control local distribuidos se comunicarían entre ellos formando una red inteligente que tomaría decisiones únicas por ejemplo (transferencia de carga entre circuitos de distintas subestaciones etc.). Esta red estaría supeditada, en eventos extremos, al centro de control total del sistema.

En este control híbrido descentralizado no hay jerarquías (salvo en casos de emergencia) y su operación conceptual puede verse en la Figura V-8.

Es recomendable que el consejo nacional de operaciones C.N.O establezca los roles de los diferentes centros de control tanto en condiciones normales como de emergencia o a través del Comité Permanente de Expertos.

Propuesta: Desde el punto de vista de control, se propone como meta final llegar a un **esquema de control híbrido descentralizado** (ver Figura V-8) y desde el punto de vista de red, automatización total con información completa y usando tecnología de punta al cual se debe llegar de forma evolutiva en tres etapas (ver Figura V-9 a Figura V-12).

Figura V-8: Esquema híbrido descentralizado

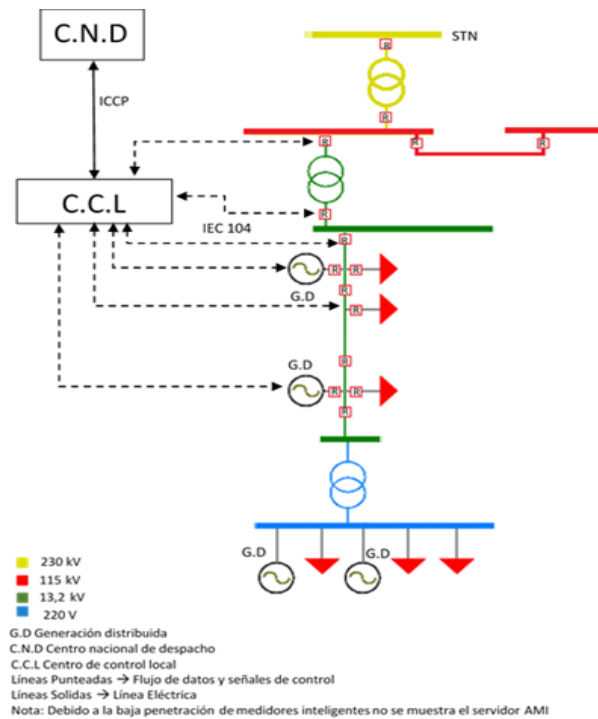


2) ETAPAS PARA LLEGAR AL ESQUEMA OBJETIVO

a) Primera Etapa

Para lograr el objetivo final propuesto, se empieza con una etapa (ver Figura V-9) en la que se tiene un porcentaje bajo de mediciones inteligentes, no hay comunicación entre el servidor AMI y el centro de control y no existen microrredes, agregadores, ni almacenamiento de energía, al menos como concepto de control, y se efectúan pequeñas acciones de mini despacho de la generación distribuida, donde haya lugar.

Figura V-9: Diagrama unifilar primera etapa



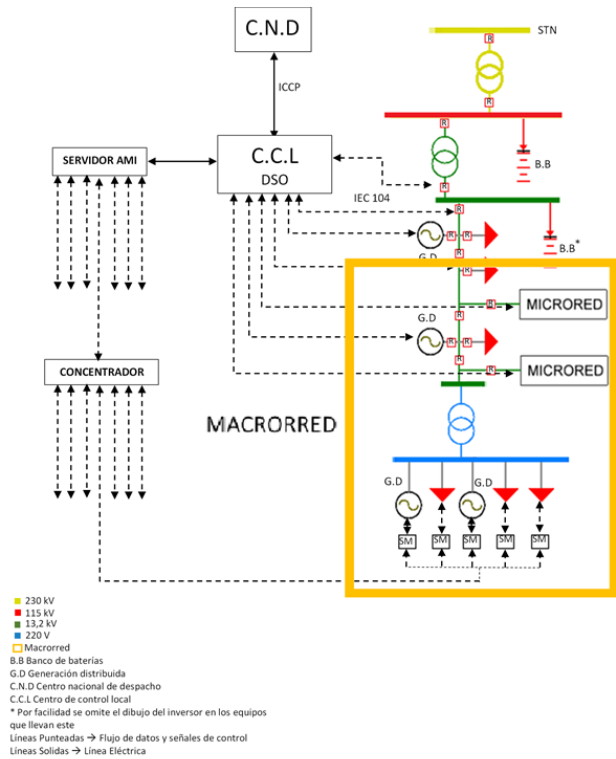
El funcionamiento de la etapa inicial descansa sobre un solo cerebro que lleva el nombre: Centro de Control Local (C.C.L), el cual se espera tenga, como mínimo, los elementos como SCADA, OMS y DMS.

A partir de la toma de la decisión de la implementación de esta fase, por parte de la autoridad eléctrica pertinente, se estiman dos años.

b) Segunda Etapa

En esta etapa el operador tendrá un solo centro de control de distribución, conectado con el centro de control nacional (ver Figura IV-6). La red en esta fase tendrá una alta penetración de: medidores inteligentes, recursos distribuidos en baja tensión, generación distribuida en el SDL. El telecontrol tendrá un papel importante, siendo implementado en todas las unidades de corte de los generadores distribuidos de media tensión y en la interconexión entre la microrred y la red del operador. Además, habrá uso de servicios de almacenamiento de energía.

Figura V-10: Diagrama unifilar segunda etapa



El Centro de Control Local (C.C.L.) debe tener como mínimo las siguientes aplicaciones: SCADA, OMS, EMS/DMS y principalmente la aplicación Distributed Energy Resources Management System (DERMS) (Ver Figura V-11).

Figura V-11: Funciones C.C.L.



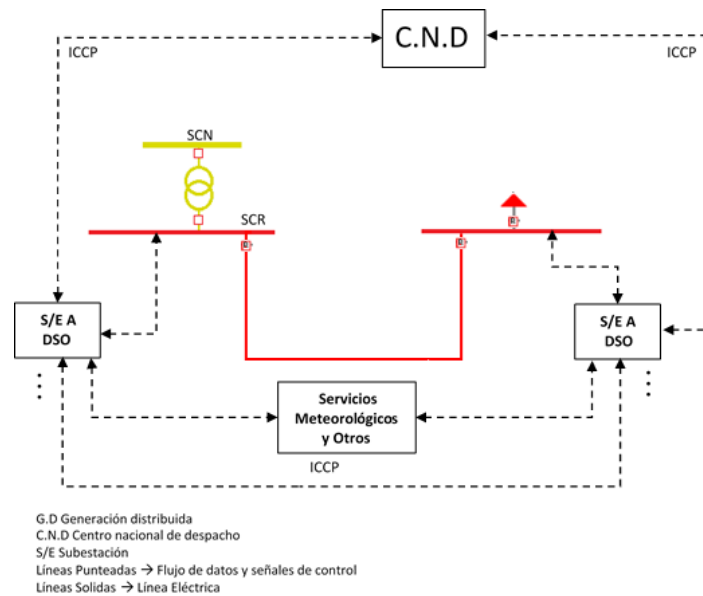
Para la implementación de la totalidad de la segunda etapa se propone un plazo de mínimo de cuatro años a partir del inicio de la primera etapa, pero no mayor a diez años.

c) Tercera etapa

En la etapa que se representa en la Figura V-12, el operador de red tendrá varios centros de control, distribuidos, en principio, a lo largo de sus subestaciones de subtransmisión, formando entre ellos una red inteligente. Cada uno de los centros de control actuará como un DSO, conectados al CND. Este último formará parte de la red y tendrá observabilidad completa sobre todos los centros de control de la red. Adicionalmente tendrá la potestad de solicitar a cada miembro de la red inteligente la información que considere pertinente.

En esta etapa final existirán otros centros de control, como las de las macro redes o microrredes, que no necesariamente serán del operador de red, pero el OR será el superior jerárquico (replica de funcionamiento del CNO-CCL). Sin embargo, podrán formar parte de la red inteligente mencionada.

Figura V-12: Diagrama unifilar tercera etapa



Las grandes empresas deberán llegar a la red objetivo en un periodo no mayor a 12 años a partir del inicio de la primera etapa.

VI. PROCESO DE CONEXIÓN DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUIDOS

A. Estado del arte

La conexión de recursos distribuidos se regula, básicamente, por dos resoluciones que son la CREG 030 de 2018 y la CREG 060 de 2019. La primera regula los aspectos de conexión de pequeños generadores y auto generadores, considerando como pequeños aquellos generadores cuya potencia instalada sea inferior a 5 MW, dividiéndolos en dos categorías: De pequeña escala hasta 1MW y de gran escala los auto generadores que van entre 1 a 5 MW.

La resolución CREG 060 de 2018 es esencialmente una adición al código de redes que, por lo antiguo, no consideraba la generación no convencional.

La resolución CREG 030-2018 permite la conexión en niveles de tensión 1 a 3, pero limita para la conexión a nivel 1 la cantidad de capacidad instalada de recurso distribuido que se puede adicionar dependiendo de que se cumpla un porcentaje menor o igual del 15%, que se considera muy pequeño, para la capacidad del transformador o circuito al que se vaya a conectar y que la cantidad de energía que pueda entregar un GD o un AGPE no supere el 50% del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía.

Adicionalmente, el proceso de aprobación de la conexión según la Res. CREG 030-18 actualmente es bastante complejo como se muestra en los diagramas de flujo que se presentan en la Figura VI-1 y la Figura VI-2, y necesita ser simplificado⁶.

⁶ El propósito de estas figuras, más que entender el detalle del procedimiento, pretender dar una idea conceptual de lo complejo del proceso y los reales tiempos de llevarlo a cabo, lo cual es una clara barrera a la incorporación de AGPE y AGGE menor que 5 MW.

Figura VI-1 Procedimiento simplificado de conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada $\leq 0,1$ MW y GD

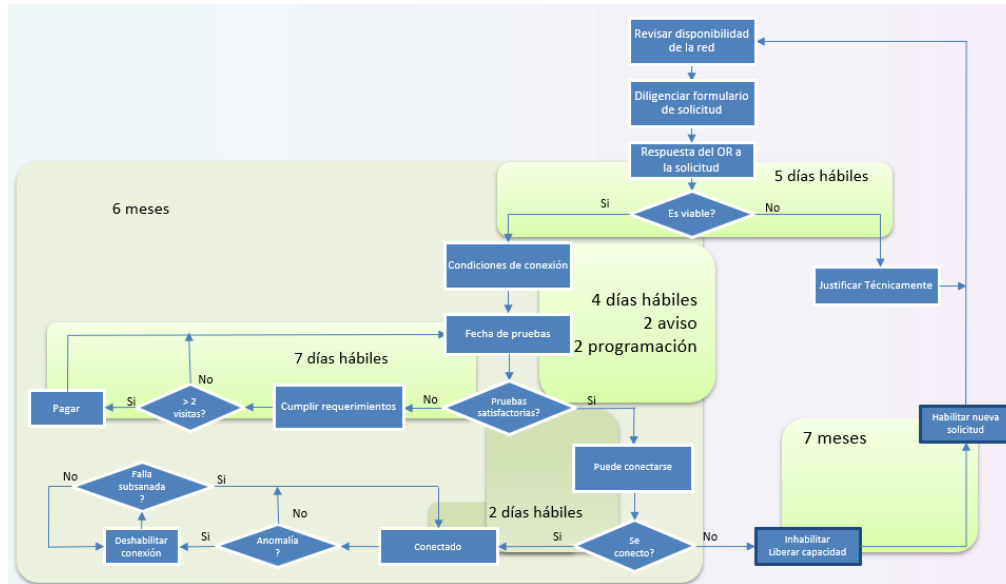
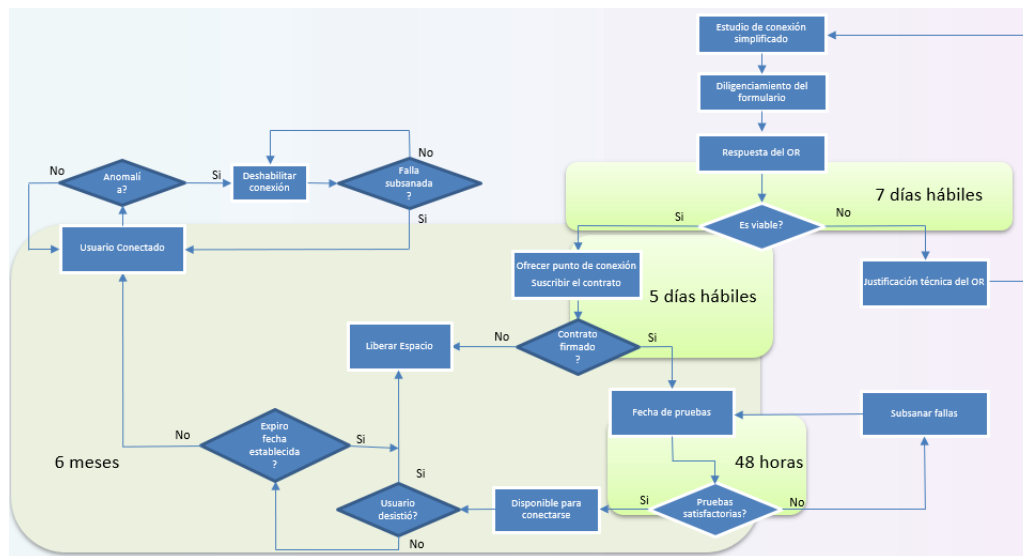


Figura VI-2 Procedimiento simplificado para la conexión al STR o SDL del AGPE con potencia instalada mayor a 0,1 MW y menor o igual a 1 MW y para los auto generadores a gran escala con capacidades entre 1 MW a 5 MW



B.Prácticas empleadas

La mayor parte de los operadores cumplen la resolución CREG-030 de 2018. Sin embargo, en la categoría de menos de 100 kW de capacidad instalada, a pesar de que se usan un formato cuasi-estándar por parte de todos los ORs, hay algunas diferencias en los requisitos exigidos. Estas diferencias se agravan y amplifican al analizar el conjunto de requisitos para tramitar la solicitud de conexión de proyectos de más de 100 kW de potencia, creándose una barrera a la conexión porque hay tantos procedimientos de conexión como ORs, y de ahí se deriva que la función de vigilancia sectorial de la

SSPD debe renovarse, fortalecerse y ser efectiva. De forma complementaria, el mecanismo de garantía monetaria establecido para la conexión de proyectos de generación de mayor tamaño establecido en la Res. CREG 106-2006 es inocuo ya que en efecto no transmite ninguna señal económica de seriedad a los promotores de los proyectos (el valor de la garantía es 1 USD/kW de capacidad instalada).

En consecuencia, se propone agilizar y vigilar el proceso de conexión mediante unificación de criterios e información, como se propone a continuación:

Propuesta: Facilitar la incorporación de recursos distribuidos (DER)

- *Información simétrica para todos los interesados: Formato estándar de intercambio de datos tipo IEEE, para todos los estudios eléctricos.*
 - *Reglamentar vía Acuerdo de CNO requisitos y tiempos de respuesta homogéneos para proyectos de menos de 5 MW. Requisitos homogéneos y limitados: i) por tamaños y ii) por tecnología, con apoyo externo a los agentes, y iii) factor de potencia.*
 - *Reformular acuerdo CNO 1071 en cuanto a requisitos de protecciones: Simplificar los requisitos de equipos de corte con apoyo externo a los agentes. Muchos de estos equipos cuestan más que los propios proyectos.*
 - *Vigilar estrechamente el cumplimiento de los acuerdos, para evitar posiciones dominantes, vía indicadores y monitoreo aleatorio de SSPD: Diseño de indicadores de gestión y de resultado de los procesos de conexión presentados a los OR con esquema de penalizaciones público y que se articule con muestreos aleatorios a los clientes y canal online de quejas en las plataformas de los OR.*
 - *Garantía monetaria con señal de seriedad real (modificar la actual), y con vencimiento de la asignación de punto de conexión.*
 - *Mantener informada a la UPME acerca de los puntos y curvas de operación de los GD con conexión aprobada*
 - *Activar el Comité Permanente de Expertos sectoriales para: i) Categorizar los requerimientos en la res. CREG 060 de 2019 en cuanto a la capacidad de la generación y su impacto en el sistema, ii) Normalizar las características de los inversores.*
-

El objetivo entonces es eliminar la discrecionalidad de los requisitos, facilitar las conexiones con seriedad, seguridad y confiabilidad, y acelerar la incorporación de DER. El esquema se complementa con una real vigilancia de la SSPD y controlar el desempeño de los procesos de los OR basado en mediciones de indicadores clave sobre las solicitudes de los clientes.

C. Propuestas complementarias

PROPUESTA: Permitir la operación en isla intencional

Se llama isla a aquella porción de red pública (operada por el OR) que en algún momento se encuentra exclusivamente alimentada por generación distribuida.

Dado el grado de automatización, medición y control al que se propone llegar, la calidad de servicio y la confiabilidad del sistema desde el punto de vista del usuario, tendrá una substancial mejora si se permite la operación en isla intencional, ante eventos de falla o pérdida de la red del operador.

La operación mencionada aísla la red de distribución del OR de la falla, pero no necesariamente su alimentación por parte de la generación distribuida que quede conectada a dicho punto, vía un sector de la red del operador aguas abajo de equipo de corte que operó.

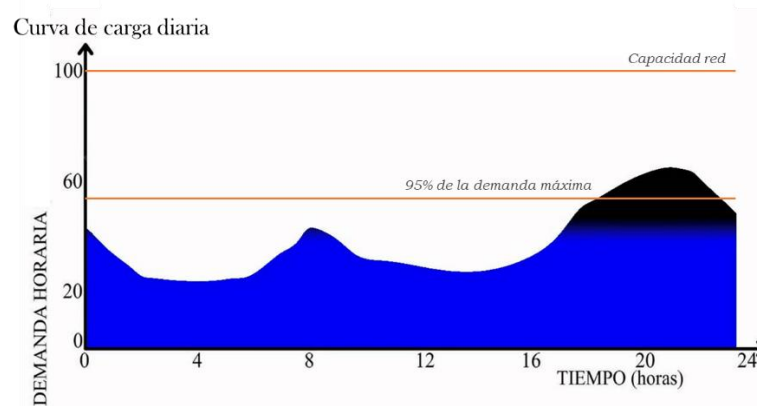
La operación en isla intencional ofrece: i) Respaldo en contingencias, ii) Flexibilidad en la operación, iii) Habilita el despliegue profundo de la respuesta de la demanda y gestión de la congestión de la red.

El estándar IEEE 1547-2018 considera ya esta opción, sujeto a: i) Condiciones para aceptar el aislamiento programado o no programado, ii) Reglas de comportamiento de los agentes en modo isla, iii) Reglas operativas, iv) Criterios de respuesta en cuanto a variables eléctricas, por lo que se recomienda desde esta misión que estos tópicos recién mencionados sean abordados y definidos mediante el mecanismo del Comité Permanente de Expertos.

Propuesta: Reformular el cargo de respaldo para AG de más de 100 kW de capacidad de generación para que este cargo migre de una señal de intensidad del consumo (asociado con las horas en donde la demanda de la red supera el 95% de la demanda máxima), y cambie a una señal de congestión derivada del principio de que es más costoso para el sistema reservar capacidad, a mayor congestión.

El esquema vigente en la resolución CREG 015-18 ofrece una señal de obligatoriedad de contratar una capacidad de respaldo, de tamaño voluntario, cuando el autogenerador conecta una capacidad igual o mayor que 100 kW. Actualmente, el cargo está asociado con una señal de intensidad del consumo y relacionado con las horas en donde la demanda de la red supera el 95% de la demanda máxima (ver la Figura VI-3), por lo que se considera como una oportunidad de mejora que este cargo de respaldo se asocie con el concepto de congestión, es decir del uso con respecto a la capacidad (en esencia la cargabilidad), para obtener cargos económicos con costos más razonables a los que se estarían dando en la actualidad, y de esta forma motivar la penetración de DER. En concreto, se propone rediseñar el esquema a una señal de congestión en función de la capacidad de la red y no de la demanda máxima en la misma para que, a mayor capacidad disponible en la red, menor el precio del cargo de respaldo al usuario que conecta un DER.

Figura VI-3: Conceptualización del cargo de respaldo



D. Movilidad eléctrica e industria eléctrica

Mundialmente, la movilidad eléctrica en lo que se refiere al transporte público en sus diferentes modalidades, en trenes que transportan personas y carga, tranvías, metros y trolebuses, tiene una tradición de más de un siglo y hoy día se opera con tecnologías maduras y muy avanzadas.

A nivel de transporte individual, la cosa es muy distinta. Aunque el primer automóvil eléctrico se construyó a finales del siglo XIX, el motor de combustión de petróleo y derivados resultó ser de lejos la mejor alternativa, por la alta densidad energética del combustible, el tamaño compacto de los motores, la conveniencia de la disponibilidad muy acelerada de una amplia red de estaciones de carga, la carga (tanqueo) rápida y la infraestructura de vías avanzada. La libertad de transportarse individualmente a mayores velocidades y por consiguiente con tiempos de viajes considerablemente más cortos desencadenó un auge sin precedentes, que sin embargo en los últimos años está mostrando que llega a sus límites, especialmente en las grandes urbes, en términos de congestión vehicular y emisiones de gases que contribuyen al cambio climático y son dañinos para la salud humana.

La industria productora de automóviles, que emplea a millones de personas, es la más importante en la economía de las potencias económicas mundiales, como por ejemplo Estados Unidos, Alemania, Corea del Sur y Japón. Pero desde hace unas tres décadas, la conciencia de un medio ambiente limpio y acuerdos internacionales de limitación de emisión de gases invernadero indujeron a expedir normas de limitación de estos, lo cual condujo a la implementación obligatoria de dispositivos de retención de esos gases como convertidores catalíticos y filtros de partículas. Cada vez las disposiciones y metas de reducción de emisiones por parte de Gobiernos y acuerdos multilaterales son más estrictas, teniendo la meta en muchos países lograr emisiones cero en unos 15-25 años.

Tanto a nivel de transporte masivo como a nivel individual, las emisiones cero o emisiones muy bajas se logran con vehículos puramente eléctricos o híbridos y en el futuro con otras tecnologías como celdas de combustible, aunque se debe tener en cuenta que, durante su fabricación, se emiten cantidades considerables de CO₂ y otros gases, especialmente para la fabricación de baterías, las cuales además requieren de una minería a gran escala para explotar metales como el litio y el cobalto.

El transporte urbano, además de producir grandes cantidades de GEI, produce gases y partículas muy nocivas para la salud humana y la movilidad eléctrica lo solucionaría. De otro lado, poco tratada

en estudios internacionales, la causa y la gran proporción de estas emisiones se debe a la excesiva congestión que sufren las ciudades como por ejemplo en Colombia: Bogotá, Medellín y hasta ciudades intermedias. Un viaje puede demorar hasta cuatro veces de lo normal, con la consecuente emisión cuatro veces mayor, lo cual aplica tanto para el transporte individual, como de buses o de carga.

Por lo tanto, aparte de incentivar las nuevas tecnologías eléctricas, que es lo correcto, se debe hacer un gran esfuerzo en facilitar el flujo vehicular mediante una mejora sustancial de la infraestructura, del transporte público y de la gestión inteligente con tecnologías avanzadas. Se deben dar incentivos y facilidades de infraestructura a otras modalidades individuales como la motocicleta, la bicicleta y otros. Los vehículos de dos ruedas, incluyendo a las motocicletas (también eléctricas) son la solución conveniente al espacio limitado de las ciudades, aparte del transporte masivo.

1) *Tecnologías, Ventajas y Desventajas*

Los vehículos eléctricos (VE) se pueden clasificar como vehículos eléctricos de batería (BEV- Battery Electric Vehicle) y vehículos eléctricos híbridos (HEV - Hybrid Electric Vehicle). Los vehículos eléctricos puros solo tienen la batería como fuente de energía y necesita estaciones de carga eléctrica. Un vehículo que tiene dos o más fuentes de energía y convertidores de energía se llama híbrido. Las fuentes de energía utilizadas en los HEV suelen ser una combinación de recursos, como batería, gasolina, biocombustibles.

Aunque los BEV poseen muchas ventajas sobre vehículos con motor convencional como cero emisiones, alta eficiencia, etc., su autonomía de viaje por carga de batería es todavía mucho menor que en los vehículos de motor de combustión y el tiempo de recarga es muy largo.

La variedad de baterías recargables y sus características implican riesgos transferidos a los usuarios asociados con menor rango de vida y genera un costo adicional al vehículo. Los carros BEV con autonomía práctica superior a 250 km son todavía muy costosos, para los viajes superiores a estas distancias no serían soportados por BEV sin un esquema de estaciones de recarga rápida a lo largo de las carreteras y autopistas.

Los vehículos eléctricos híbridos tienen mientras tanto, los beneficios del vehículo fácilmente recargable en cualquier lugar y del vehículo eléctrico y así, superan sus desventajas individuales.

Los VE híbridos enchufables PHEV son híbridos completos que usan un motor de gasolina más pequeño, una batería más grande que alimenta motor eléctrico igualmente de más potencia.

Los PHEV, igualmente que los BEV, pueden formar parte de la nueva red eléctrica descentralizada en la cual esos vehículos tendrán funciones de almacenamiento (Grid to Vehicle) y generación de energía eléctrica hacia la red (Vehicle to Grid).

2) *Proyecciones y Metas de Penetración de Vehículos Eléctricos en Colombia*

Según los registros de Andemos Colombia, a mediados del 2019 el acumulado desde el año 2011 de eléctricos y híbridos se presenta así (en unidades):

BEV	1.421
HEV	1120
PHEV	626
Total	3.167

Las ventas totales del parcial 2019 ya sobrepasaron las del total del año 2018 (1172 contra 932). El número de automóviles VE corresponde actualmente al 0,053% del parque de automóviles en Colombia, de unos 6 millones de unidades.

En términos generales, las proyecciones de penetración de vehículos eléctricos (VEs) a nivel internacional obedecen principalmente a las metas establecidas por los acuerdos internacionales y las políticas existentes en los países miembros de EVI. De manera similar, los incentivos gubernamentales para su adquisición, el desarrollo de las tecnologías, y el aumento en la autonomía de las baterías para los BEV y PHEV son factores que promueven su desarrollo.

En cuanto a expectativas de penetración de VE, en Colombia existen varios estudios y la promulgación de metas, en donde se destaca la diversidad de supuestos en las prospectivas, en algunos se parte de una meta como compromiso de los acuerdos de reducción de GEI y se extrapola (entre otros) al número de vehículos eléctricos como porcentaje del parque automotor del país.

En el estudio de 2018 de UPME y MINMINAS se consideran los VEs como un gran consumidor y para el 2030 se prevé que se alcanzarán 900.000 vehículos con una demanda de 4.580 GWh/año repartidos de la siguiente manera:

- Transporte de carga (interurbano y urbano): 21 mil camiones.
- Transporte público urbano: 25 mil unidades entre buses, busetas, articulados y padrones.
- Transporte particular: 670 mil entre automóviles, camperos y camionetas
- Taxis: 86 mil VEs, equivalente al 14% de la flota de taxis en las principales ciudades colombianas.
- Segmento oficial: Aproximadamente 98 mil VEs en el sector oficial.

El mayor obstáculo para la mayor penetración de VE es su precio, que es todavía muy alto para la gran mayoría de los estratos socioeconómicos en Colombia. Sin embargo, ante la clara tendencia de disminución del costo de las baterías, principal factor del costo de un VE (la parte de propulsión de un BEV es más sencilla que de un vehículo tradicional con motor de combustión interna), se prevé una considerable baja de su precio total, haciendo los vehículos eléctricos mucho más accesibles para la mayoría de los compradores; ello dejará sin piso el argumento de que los incentivos a los VE solo favorecen a los compradores con alto poder adquisitivo. Ya varios fabricantes han anunciado modelos de VE más pequeños.

3) Estructura eléctrica requerida para atender la demanda de energía de la movilidad eléctrica

Colombia Inteligente (CI) ha detallado a las necesidades, las acciones por tomar y las entidades regulatorias y de normalización responsables en cuanto a estándares de conexión, infraestructura de carga y los procedimientos de conexión.

Cabe resaltar, que, en el futuro con la masificación de vehículos eléctricos privados, se pueden llegar a tener picos y rampas localizadas (p. ej. en conjuntos residenciales) que se deben manejar con esquemas de carga inteligente, programas de RD y señal de precio intra diario.

De otro lado, la demanda total de los VE particulares no jugará un rol demasiado importante. Aún con las proyecciones más optimistas para el año 2030, la participación de los automóviles eléctricos en Colombia no sobrepasará el 10% del parque total. Para la movilidad pública en cambio, se requiere

una infraestructura de suministro eléctrico y gestión de la demanda especial, de alta confiabilidad, la cual ya se está implementando para los buses eléctricos en Medellín, Cali y Bogotá.

4) Conclusiones

Dado que el transporte masivo con buses diésel (antiguos) y el transporte de carga son los que más efectos nocivos sobre la salud pública producen, el reemplazo por VE debe ser promovido con mayor énfasis en estos sectores, en un periodo de transición, también con gas y diésel Euro VI.

La Ley 1964 el 11 de julio de 2019, aparte de los incentivos para los VE particulares, es un gran paso hacia adelante en la movilidad eléctrica en lo que se refiere a metas para la movilidad pública:

- Dentro de los seis (6) años a la entrada en vigencia de la presente ley, el Gobierno Nacional en su conjunto y los prestadores del servicio público de transporte deberán cumplir con una cuota mínima del treinta (30) por ciento de vehículos eléctricos en los vehículos que anualmente sean comprados o contratados.
- Para las ciudades que tienen transporte masivo, la hoja de ruta de la ley de obligatoriedad de VE es la siguiente:
 - A partir de 2025, mínimo el diez (10) por ciento de los vehículos adquiridos.
 - A partir de 2027, mínimo el veinte (20) por ciento de los vehículos adquiridos.
 - A partir de 2029, mínimo el cuarenta (40) por ciento de los vehículos adquiridos.
 - A partir de 2031, mínimo el sesenta (60) por ciento de los vehículos adquiridos.
 - A partir de 2033, mínimo el ochenta (80) por ciento de los vehículos adquiridos.
 - A partir de 2035, mínimo el cien (100) por ciento de los vehículos adquiridos.

Para lograr las metas del transporte público y particular, todavía persisten barreras existentes, especialmente para los carros particulares para los cuales en el 2030 la UPME proyecta en 670.000 unidades, representando este segmento un componente de demanda para la movilidad sostenible y para el sistema eléctrico descentralizado.

Para realizar una proyección más confiable, que sirva de base para el planeamiento del sector eléctrico y su modernización, para cada segmento (transporte masivo de personas, transporte de carga, transporte individual, oficial, de flotas, etc.), se deben realizar encuestas sobre las intenciones de entidades, potenciales compradores y usuarios, estudios sobre su poder adquisitivo, situación y factibilidad de eliminar barreras a corto y mediano plazo y aplicabilidad de diferentes tecnologías (BEV, HEV, PHEV, etc.), llevando a cabo un análisis de esta demanda con más profundidad.

Propuestas: Facilitar la penetración de la movilidad eléctrica

- *Reducción mayor de impuestos (IVA Vehicular) para VE particulares*
- *Reglamentar y regular las estaciones de carga en cuanto al cobro del IVA, tarificación y la forma de tratamiento impositivo y regulatorio de activos de los operadores.*
- *Incluir los vehículos PHEV y HEV en el esquema de promoción completo de los BEV según la Ley 1964 del 11 de julio de 2019 para un periodo de transición de 5 años.*
- *Promover la instalación de estaciones de carga rápida para el flujo vehicular de mediana y larga distancia*
- *Impulsar más todavía el uso de VE en el transporte masivo, en flotas (taxi, flotas de empresas)*

- *Para cumplir las metas de GEI (acuerdo de París firmado y ratificado por Colombia) en el sector transporte, se debe:*
 - *Aparte de lo anterior comentado sobre los VE, iniciar, para un periodo de transición a solo VE, un programa de reemplazo en el transporte de carga con tecnologías limpias (HEV, Gas y Diésel EURO VI), igualmente en el transporte público (buses y busetas).*
 - *La congestión vehicular es el principal generador de emisiones nocivas y GEI. Se deben hacer inversiones, sin descuidar la seguridad, en transporte masivo, medidas de infraestructura y en control del flujo vehicular inteligente, no deben limitarse a control de velocidad que hace aumentar la congestión. Solo el cambio a VE no va a solucionar el problema de la congestión, que genera, además, un altísimo costo de pérdidas de productividad a la economía nacional.*
- *Realizar un estudio de pronóstico de la demanda segmentado por grupos de compradores de vehículos BEV y HBEV con el fin de obtener unas cifras más reales de la futura demanda de energía y de infraestructura requerida por parte de estos vehículos.*

VII. FOMENTO DE LA GESTIÓN DE LA DEMANDA

El sistema eléctrico colombiano se ha caracterizado históricamente por ser un mercado de una sola punta, en el que los generadores envían sus ofertas de precio y disponibilidad de potencia, mientras que la demanda no participa activamente en la formación del precio. Lo anterior se presenta por distintas razones: La demanda en Colombia no tiene poder de decisión, de participación, y mucho menos de negociación. A esto se suma la falta de información para los usuarios, que únicamente ven un precio promedio mensual del costo de generación (al menos en el caso de los usuarios regulados que son la gran mayoría en el país). Con este panorama, es complicado pensar en usuarios activos que puedan participar masivamente en la operación del sistema eléctrico. De hecho, este escenario de no participación de la demanda en el mercado se podría seguir manteniendo en el tiempo a menos que se dieran cambios estructurales en el diseño de este y en el manejo de la información del mercado.

En esta sección se plantean distintas alternativas para lograr que los usuarios tengan poder de decisión, y que sus decisiones tengan efectos positivos en la eficiencia del mercado eléctrico colombiano. Las alternativas consideran el uso de mecanismos de respuesta de la demanda que ya han sido ampliamente analizados a nivel mundial, pero que en el ámbito colombiano aún carecen de un amplio despliegue y, sobre todo, de un real objetivo de mejorar la eficiencia. Como se mostrará más adelante, los programas de respuesta de la demanda desplegada en Colombia tienen como objetivo principal proveer coberturas de confiabilidad ante situaciones complejas como el fenómeno del niño o atrasos en la construcción de plantas con OEF - Obligaciones de Energía Firme, pero su uso en la formación de precio es incipiente.

A. Marco legislativo y marco regulatorio que rige la respuesta de la demanda en Colombia

En Colombia, los programas de respuesta de la demanda en toda su expresión no han sido ampliamente utilizados. No obstante, existen mecanismos regulatorios que permiten su integración al Mercado Mayorista. En el 2006, la CREG publicó la resolución 071, que definió al primer programa de respuesta de la demanda, conocido como la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV). Este programa está definido como componente de los anillos de confiabilidad del sistema para facilitar el cumplimiento de las OEF, siendo una herramienta que se puede utilizar en caso de contingencias

provocadas por fenómenos climáticos de gran impacto (e.g., Fenómeno del Niño) y en caso de retrasos en la entrada de operación de plantas de generación. En esta resolución se definió que un generador que anticipara no satisfacer las OEF, podría negociar con los usuarios su desconexión voluntaria del sistema a través del comercializador. Para normalizar una operación de DDV, se realizan contratos entre los generadores con obligaciones de OEF y los comercializadores, y entre los comercializadores y los usuarios dispuestos a ser desconectados voluntariamente.

Estos contratos deben establecerse y pactarse de forma libre entre las partes, conteniendo información relativa a los agentes que van a participar, el tipo de frontera comercial, la cantidad diaria de DDV expresada en energía y la duración del contrato. Por otro lado, en el año 2015 la CREG estableció un mecanismo de respuesta de la demanda que funciona en los periodos críticos, i.e., cuando el precio de bolsa supera al precio de escasez, a través de la resolución 011. En esta resolución se reglamentó el mecanismo que permite ofertas de respuesta de la demanda en el mercado diario, que serán asignadas únicamente cuando el precio de bolsa supere al precio de escasez. Es decir, este tipo de mecanismos puede viabilizar y aumentar la eficiencia del sistema en escenarios de fenómeno del niño, favoreciendo la confiabilidad del sistema. En este mecanismo, el comercializador en representación de un usuario (o un grupo de ellos) realiza una oferta de precio única por un periodo de 24 horas (COP/MWh) y reducción en términos de potencia (MW) por cada hora del día.

Al igual que en el mecanismo de DDV del anillo de confiabilidad, en los programas de oferta de RD - Respuesta de la Demanda se debe establecer claramente la frontera de DDV, con la cual se podrá verificar la reducción efectiva de demanda en el lado de los usuarios. La recompensa de los usuarios por tener reducciones efectivas de la demanda estará definida por la diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez. No obstante, la asignación de RD en el mercado diario es vinculante y en caso de que los usuarios registrados en el programa no disminuyan su demanda (desviaciones mayores al 5% respecto a lo programado), éstos serán objeto de una penalización relacionada con el costo de la desviación.

En resumen, Colombia tiene actualmente dos esquemas de respuesta de la demanda que están orientados principalmente a la confiabilidad del sistema por medio de coberturas en las OEF y en situaciones críticas como el Fenómeno del Niño. No obstante, estos mecanismos son limitados aún en el fin esencial de los programas de respuesta de la demanda, i.e., la demanda no tiene una real participación e incidencia en la formación de precio y sólo aumenta la confiabilidad del suministro. Las barreras de los mecanismos serán analizadas en la siguiente sección, así como los inconvenientes de acceso tanto del OR como de los usuarios.

B. Antecedentes locales

Los agentes han venido manifestando inconvenientes respecto a la metodología que se utiliza para la generación de líneas base de consumo (LBC) que son parte fundamental de los programas de respuesta de la demanda, respecto a la forma como se hace el cálculo de estas, viéndose afectados por comportamientos estacionales atípicos de los usuarios como por ejemplo la ejecución de mantenimiento o días feriados. Otro de los aspectos que los agentes participantes vienen manifestando es la remuneración de las pruebas de disponibilidad. Actualmente, estas pruebas no son remuneradas por la regulación, lo que genera gastos a los usuarios. Así mismo, manifiestan que el programa está limitado únicamente a la reducción del consumo por parte de los usuarios y no tiene en cuenta la

posibilidad de que se inyecte a la red la energía de los generadores de emergencia de los usuarios cuando el programa esté activo. También los agentes participantes manifiestan que la regulación actualmente es muy rígida respecto a los usuarios que pertenecen a un grupo agregado y que no pasen las pruebas efectuadas afectando a la totalidad de los usuarios del grupo y que demandas tan importantes como las de los centros comerciales en su mayoría no están bajo las condiciones actuales regulatorias pudiendo participar en el esquema DDV. Respecto a la remuneración, los agentes han propuesto un esquema en donde los participantes del programa entren dentro del mercado como un generador virtual. Esto posibilita que, a partir de la diferencia entre el precio de la última planta despachada sin la participación del programa de respuesta de la demanda y el precio de la última planta despachada con la participación del programa, se generen los recursos para la remuneración a los usuarios.

Así mismo, se consultó a los ORs a través del cuestionario las prácticas y perspectivas que tienen respecto a la implementación de programas de respuesta de la demanda dentro del sistema. Con base en la información recolectada se obtuvieron las prácticas y visiones que son comunes para las empresas agrupadas según la clasificación presentada anteriormente (Grupo 1, Grupo 2, y Grupo 3).

- Grupo 1 y Grupo 2
 - Ven los programas de respuesta de la demanda como una solución a la optimización de las inversiones en la expansión de la red.
 - Consideran que a través de los programas pueden “Moldear” la curva de carga y de esta forma obtener beneficios en la operación y la planeación.
 - Indican que hace falta adecuar el mercado para poder implementar estos programas, señalando que se requieren que se produzcan las señales claras que generen la respuesta de la demanda.
 - El Grupo 2 manifiesta que en este momento sus prioridades están orientadas en otros aspectos del negocio.
- Grupo 3: agentes medianos
 - Ven la implementación de respuesta de la demanda como una posible solución en el largo plazo. Actualmente consideran que con la expansión y la disponibilidad de potencia pueden cubrir la demanda sin ningún inconveniente.
 - Ven el programa de respuesta de la demanda como solución a los sectores donde la operación del OR no es rentable.
 - Ven que la aplicación de programas de respuesta de la demanda puede contribuir a la expansión de la red en cuanto a que se optimiza técnicamente la misma.
- Grupo 3: agentes pequeños
 - No se identifica la implementación de programas de respuesta de la demanda como una prioridad dado que su foco está centrado en atender los fundamentales del negocio atención de la demanda., calidad del servicio y recuperación de perdidas.
 - No consideran la respuesta de la demanda para la reducción de las necesidades de expansión en la red

Finalmente, en el año 2016 la UPME diseñó el mapa de ruta de redes inteligentes en Colombia con un componente de RD. Se recomienda realizar el seguimiento de dicho plan con el fin de identificar el punto de partida del mapa de ruta propuesto en este documento.

C. Barreras de la implementación de RD en Colombia

Los programas descritos anteriormente tienen distintas problemáticas y barreras que no permiten la masificación de estos. Estas problemáticas se pueden dividir en las barreras que presentan los usuarios y las que experimentan las empresas de distribución.

En cuanto a las problemáticas generales de los programas existentes, se puede destacar que éstos han sido diseñados principalmente con el fin de aumentar la confiabilidad del sistema. A priori, esta característica no es puramente negativa. No obstante, la cobertura en confiabilidad ha estado direccionada a proteger el lado de la oferta en lugar de favorecer a la demanda (objetivo de los programas de RD). Específicamente, el mecanismo de DDV protege por un lado a los usuarios de que haya falta de suministro o que los precios de la energía sean muy altos. Sin embargo, el DDV es un mecanismo de cobertura que permite que los generadores que tienen OEF, y que experimentan retrasos respecto a su fecha de entrada en operación, puedan evitar ejecución de garantías y penalizaciones por incumplimiento.

Por otro lado, el programa de oferta de RD en periodo crítico busca proteger a los usuarios de falta de suministro, pero principalmente protege a los generadores para los cuales en periodo crítico su costo de operación es mayor al precio de escasez. Es decir, el costo máximo que pagan los usuarios es el precio de escasez y si los generadores tienen un costo operacional mayor a éste, su generación de energía no va a ser plenamente remunerada. Por lo tanto, el programa de RD en periodo crítico protege a los generadores que, por sus obligaciones de OEF o del cargo por confiabilidad, deban generar a pérdida. Por otro lado, las fronteras de DDV que se aplican tanto para el mecanismo de DDV como de oferta de RD, pueden estar asociadas principalmente a la generación de emergencia. La generación de emergencia en Colombia utiliza sobre todo combustibles fósiles y éstos van en contravía de la sostenibilidad ambiental promovida por el gobierno nacional. Finalmente, en los programas de RD en el mercado diario se presenta una oferta de precio único diario. Las ofertas de precio único no reflejan efectivamente la disponibilidad a desconectarse o reducir demanda de parte de los usuarios, sobre todo en el caso de usuarios regulados.

Respecto a las barreras que pueden enfrentar los usuarios, se puede identificar en primer lugar que hay una falta de información asociada con la divulgación de la existencia y funcionamiento de estos programas, y la mayoría de los usuarios no tienen conocimiento de ellos. Por otro lado, para acceder a los programas existentes es necesario contar con un medidor que permita la lectura e interrogación remota. En el caso de los usuarios regulados, la gran mayoría no cuentan con este tipo de medidores y su relación beneficio/costo aún no es clara, razón por la que no hay incentivos en que la demanda realice una inversión en la adquisición de éstos. Es decir, los mecanismos existentes están orientados a que participe la demanda no regulada. Por otro lado, para definir una frontera DDV es necesario definir una línea base de consumo y ésta nuevamente está relacionada con la disponibilidad de un medidor que almacene datos históricos diferenciados temporalmente. Adicionalmente, los usuarios no tienen acceso a la información del sistema y por lo tanto no pueden ser componentes activos del mercado. Este punto es independiente de la existencia de medidores inteligentes ya que se podrían implementar por ejemplo tarifas de tiempo de uso determinadas para franjas de tiempo específicas usando las curvas de carga de los circuitos o de los transformadores de distribución, como una primera señal para incentivar la gestión temporal de la demanda en los usuarios.

Propuesta: implementar pilotos de tarifas de tiempos de uso, que no requieren medidor horario en los usuarios para incentivar y probar la respuesta de los mismos usuarios en los primeros pasos hacia la gestión horaria de la demanda.

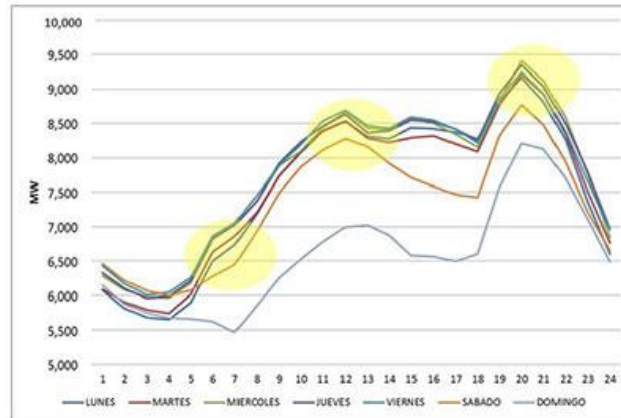
En cuanto a las barreras que experimentan los operadores de red, inicialmente se puede identificar que la gran mayoría de usuarios no cuentan con medidores que permitan ser interrogados remotamente (al menos en el caso de los usuarios regulados). Por otro lado, los programas de RD establecidos actualmente no consideran la participación del OR ya que la vinculación de los usuarios se realiza a través del comercializador. Es decir, si existieran servicios que pudieran ser prestados por la demanda a nivel de sistema de distribución, el OR aún no podría hacer uso de ellos ni contratarlos. Lo anterior está ligado a la falta de definición (o liberalización) de mecanismos que permitan a los ORs contratar servicios de demanda en el sistema de distribución y que no estén únicamente enmarcados en coberturas de confiabilidad o en el mercado mayorista.

D. Esquemas o mecanismos para desplegar RD en Colombia

Identificadas las principales problemáticas generales y aquellas que afectan tanto a los usuarios como a los ORs, en esta sección se proponen mecanismos para favorecer el cumplimiento del principal objetivo de los programas de RD, i.e., que la demanda tenga una participación en la formación de precio y que la eficiencia del sistema eléctrico aumente. En primer lugar, es necesario describir de manera genérica los programas de RD que han sido reconocidos y analizados ampliamente en la literatura. De acuerdo con Albadi et al., la respuesta de la demanda son los cambios que hacen los usuarios en el uso de la electricidad teniendo como base su consumo normal. Así mismo, la respuesta de la demanda la definen como los incentivos diseñados para que los usuarios reduzcan su demanda de electricidad en casos específicos. Como lo menciona Palensky et al., uno de los casos específicos más preocupantes es el de la capacidad de la red. Los programas de RD son los mecanismos diseñados para que los usuarios realicen reducciones en su consumo normal, considerando la existencia de incentivos o de pagos directos.

Por otro lado, se puede analizar de manera muy breve cómo es el comportamiento de la demanda en Colombia, así como los precios de bolsa y de escasez. En la Figura VII-1 **Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se observa el perfil de carga histórico promedio en Colombia, del cual se puede observar que los días de la semana son muy parecidos entre sí, mientras que el domingo y festivos la carga se reduce. Así mismo se puede observar que el perfil de carga en Colombia presenta tres instantes por resaltar: El primero es entre las 5AM y 7AM, momento en el que finaliza el valle más pronunciado y la demanda empieza a crecer. Posteriormente, se tiene el primer pico entre las 11AM y la 1PM, y se mantiene sin mucho cambio hasta las 6PM. A partir de ese momento, la carga crece rápidamente hasta las 8PM, momento en el que se presenta el pico de carga de todo el sistema. Así mismo, existen indicadores que nos permiten establecer los cambios de carga durante el día. La relación entre la demanda valle y el pico más alto es de 63% aproximadamente (3.4GW de diferencia), mientras que la relación entre los dos picos es de 92% aproximadamente (700MW de diferencia). Por otro lado, también se puede observar que la duración del pico más alto es de 12.5% del día y del segundo pico es de 33% aproximadamente. Es decir, el sistema se dimensiona para un instante de tiempo corto (3 horas). Este comportamiento puede verse aún más crítico si consideramos la probable penetración de fuentes renovables en el sistema.

Figura VII-1 Curvas de carga en Colombia

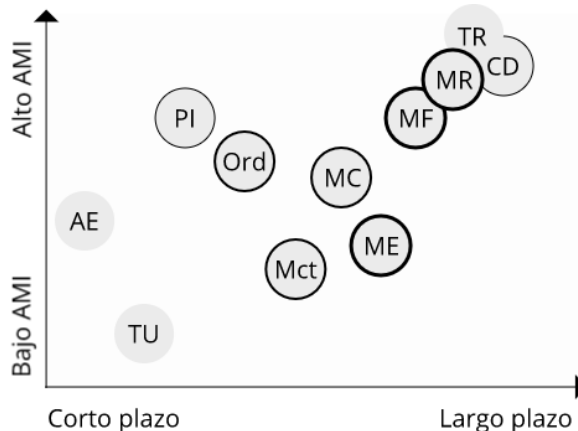


Bajo esta perspectiva, se evidencia un escenario factible para que distintos programas de RD puedan entrar a participar en el mercado eléctrico.

Propuesta: dado que la expansión del sistema se enfoca en que soporte la demanda máxima, que dura 3h en un año, los programas de RD que deberían implementarse en Colombia deberían tener como objetivo (además de vincular al lado de la demanda en el mercado eléctrico) la disminución del pico con la consecuente reducción en costos de expansión y operación del sistema, y la reducción de eventos en donde la operación del sistema pueda verse amenazada por la falta de capacidad de éste.

Tomando como base los mecanismos existentes y el análisis realizado sobre el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia, los precios de bolsa y escasez, y los datos de los contratos registrados de DDV, se considera que mecanismos como los programas de control directo de carga, programas de interrupción, mercado de servicios auxiliares, y tarifas dinámicas, pueden ser analizados con mayor profundidad para ser implementados en el entorno colombiano. Estas alternativas pueden disminuir el pico de demanda (reduciendo la capacidad necesaria para garantizar el suministro) así como pueden aumentar la participación de los usuarios en el mercado eléctrico. La propuesta de implementación de estos programas en el mercado eléctrico colombiano se presenta en la Figura VII-2.

Figura VII-2 Mapa de ruta de programas de RD en Colombia, considerando la penetración de AMI y la existencia de canalizadores (determinado por el grosor del círculo)⁷



Propuesta: mejorar los programas existentes (DDV y ofertas de RD en el mercado diario). La mejora debe estar asociada con evitar las prácticas identificadas como barreras, en donde se realice una apertura del mecanismo a diferentes agentes (e.g., que la DDV no sea exclusiva de generadores con OEF). En general, se propone que tanto la DDV como la oferta de RD tenga una apertura para los agentes del sistema y que no tenga como único objetivo la cobertura del cargo por confiabilidad.

Luego de disciplinar el mercado con las tarifas de tiempo de uso, la evolución natural es hacia las tarifas de tiempo real (e.g., horarias) cuando esté disponible el despliegue de AMI. Posteriormente, se propone la implementación de programas de interrupción (PI) que se creen a partir de las mejoras y evolución del programa de DDV. En los PI se visiona la participación de usuarios residenciales a través de canalizadores⁸. En cuanto a la oferta de RD, se propone que ésta sea incluida en el mercado eléctrico diario tanto en operación normal como en periodo crítico. Luego, se propone incluir cinco tipos de mercados de servicios auxiliares (dependiendo de las necesidades del sistema eléctrico). En los mercados de servicios auxiliares se hace necesaria la presencia de canalizadores que integren a los diferentes tipos de usuarios en el mercado. La diferencia entre necesitar una alta penetración de AMI y de canalizadores depende de los tiempos de respuesta y de la naturaleza del consumo participante (industrial, comercial, o residencial). Finalmente, se propone el control directo de carga que estará asociado con la existencia de electrodomésticos inteligentes en usuarios residenciales.

E. Características de los programas de RD propuestos

En esta sección se hace un primer acercamiento cualitativo a los principales programas de RD propuestos en su aplicación al caso colombiano.

⁷ Las medidas consideradas son AE: actualización de existentes, TU: tarifas tiempo de uso, PI: programa de interrupción, Ord: ofertas de RD en el mercado, Mct: mercado de contingencias, MC: mercado de capacidad, ME: mercado de energía, MF: mercado de flexibilidad, MR: mercado de regulación, TR: tarifas de tiempo real, CD: control directo de carga.

⁸ Los canalizadores son agentes que facilitan la participación de usuarios en programas de respuesta de la demanda a través de una representación comercial.

- **Tarifas de tiempo de uso:** Para la aplicación de TU en Colombia, se debe tener en cuenta el comportamiento y las características de la demanda. A diferencia de los países en donde ha sido aplicado el mecanismo TU, la demanda en Colombia no tiene un comportamiento estacional, pero sí varianza espacial. Es decir, el comportamiento de la carga es diferente si se compara una ciudad como Bogotá con una de la Costa Caribe. En la primera, el pico de carga ocurre entre las 7:00PM, mientras que en la segunda el pico puede ser a las 12:00PM (por el uso de aire acondicionado). Así, las tarifas dinámicas pueden diferir en función de la zona en la que vayan a ser aplicadas. Cuantificar los beneficios potenciales de aplicar TU en Colombia es una tarea compleja y puede requerir un estudio específico que, además de realizar el modelamiento del programa, pueda tener una estimación de elasticidades precio de la demanda, junto con la caracterización de la demanda flexible.

Como principales beneficios se tendrían la reducción de los picos de carga regionales y por lo tanto del agregado, la consecuente reducción de precios por evitar utilizar plantas de periodo pico, retraso en las inversiones de infraestructura, y la operación más eficiente del sistema. Respecto a los costos, también se tiene una ventaja adicional. En una primera instancia de implementación no es estrictamente necesaria la penetración de medición inteligente. Tanto los bloques como los multiplicadores de la tarifa pueden fijarse de forma estática con actualizaciones mensuales, bimensuales, semestrales, entre otros. De esta forma, los costos estarían vinculados con los mecanismos que se utilicen para divulgación y conocimiento del programa, con la actualización de esquemas de facturación, entre otros.

Propuesta: se debe tener como prioridad brindar señales de precio a la demanda. Así, se deben desarrollar en el corto plazo tarifas de tiempo de uso, que no requieren la masificación de AMI ni canalizadores. Para esto, la liquidación de la energía consumida puede asociarse con la curva de carga del transformador de distribución.

- **Programas de interrupción y control de carga:** en Colombia, se plantea el uso de programas de interrupción en el corto plazo ya que puede ser aplicado en primera instancia en cargas industriales y luego a usuarios residenciales con AMI. Por otro lado, el control directo de carga se propone en el largo plazo, ya que este requiere una infraestructura avanzada de AMI que permita a los usuarios residenciales participar en el programa. Como principales beneficios se tienen el aumento de la seguridad y confiabilidad del sistema, posible retraso en inversiones para situaciones de contingencia, integración de la demanda en la operación, reducción de costos de indisponibilidades y restricciones, entre otros. Como costos, se tiene que para el PI no se requiere una gran penetración de AMI ya que el objetivo principal son los usuarios industriales, mientras que para la integración de demanda residencial se requiere la inversión en AMI. Los costos transaccionales también pueden ser altos, pero estos se pueden reducir al utilizar la figura de agregadores. En cuanto a los costos del CD, éstos pueden ser altos porque se requiere una alta penetración de AMI y una fuerte arquitectura de comunicaciones. Además, se requieren cambios regulatorios relativos a la operación y seguridad técnica y de la información.

Propuesta: formular y reglamentar en el corto plazo, el acceso de programas de RD desde el nivel del OR. En este sentido, es prioritario tener en el corto plazo un programa de interrupción de carga.

• **Ofertas de RD:** en este documento se considera que las ofertas de RD en el mercado es un programa que debe aplicarse en Colombia entre el corto y mediano plazo. Los beneficios de este programa en el país estarían asociados con la reducción de precios de energía (sobre todo en el periodo pico), aumento de la confiabilidad y seguridad del sistema, reducción de emisiones de CO₂, y aumento de eficiencia por tener un mercado real de oferta y demanda. Por otro lado, los costos de implementación de este programa están relacionados con la estructuración regulatoria de un nuevo agente (el agregador), la instalación de dispositivos AMI, la infraestructura de comunicaciones, los esquemas de divulgación y capacitación de los usuarios, los cambios regulatorios en cuanto a la liquidación del mercado, entre otros. La ventaja de este programa es que se puede realizar de forma gradual. Su principal condición habilitante es la estructuración del agregador y los cambios regulatorios necesarios en el mercado. Una vez se tenga lo anterior, los primeros usuarios que pueden ofrecer desconexión pueden ser los no regulados/industriales, o aquellos que ya tengan dispositivos AMI instalados.

Propuesta: se debe permitir y normalizar (a través de los canalizadores), las ofertas de desconexión en la operación diaria del sistema.

• **Mercados de servicios auxiliares:** en el caso colombiano, el único servicio auxiliar que tiene un mercado es el de AGC. Este servicio auxiliar funciona para balancear desviaciones del balance de energía hasta por el tamaño de la unidad más grande del sistema. En este sentido, se pueden estructurar distintos tipos de mercados de servicios auxiliares, y que pueden ser aplicados tanto en el sistema nacional como a nivel de sistema de distribución (e.g., regulación de tensión). Cabe resaltar, que la estructuración de estos mercados debe garantizar condiciones de competencia (e.g., que el liquidador no tenga conflictos de interés). En el caso colombiano, se plantea que estos mercados se empiecen a estructurar en el mediano plazo y que sean progresivos. Es decir, primero se debe plantear la estructuración de mercados de servicios auxiliares que tengan menos requerimientos de AMI (por ejemplo, el mercado de contingencias), y luego proceder con la creación de mercados adicionales. Las principales ventajas de este tipo de programas es que, si se crean mercados competitivos, los costos asociados a estos serán menores en comparación con el caso base (ausencia de mercados). En general, la eficiencia operativa y de planeamiento del sistema se aumenta. Los costos de este tipo de programas están fuertemente asociados con la estructuración del agregador, con la necesidad de contar con dispositivos AMI y aquellos con telemetría avanzada específica, la estructuración de nuevos mercados en los que se garanticen condiciones de competencia, esquemas de supervisión y monitoreo, entre otros.

Propuesta: se debe contratar un estudio que permita identificar cuáles son los mercados de servicios auxiliares que tendrían mayor impacto positivo en el sistema eléctrico colombiano, y cómo se deben estructurar estos mercados.

• Tarifas de tiempo real: el programa de tarifas de tiempo real se plantea para el largo plazo con el fin de que el usuario sea expuesto y tenga su primer contacto con tarifas dinámicas a través de las TU, que a priori es un programa más sencillo. Además, la tarificación en tiempo real si requiere un amplio despliegue de AMI. Partiendo con la base de que los usuarios tienen conocimiento del funcionamiento de TU, y de que conocen las bases de las tarifas dinámicas de energía, la apropiación de esquemas de tiempo real es más viable. Como beneficios principales de las tarifas de tiempo real en Colombia se tienen la reducción de precios de energía, más información bidireccional sobre el comportamiento de la oferta y la demanda, formación más eficiente del precio, posibilidad de incorporar señales de escasez o indisponibilidad, entre otros. Los costos de implementación de TR están asociados con los costos de penetración y masificación de AMI, los métodos de divulgación y capacitación, los sistemas y arquitecturas de información, el cambio del esquema de tarificación y liquidación del mercado, entre otros. Debido a que este programa de RD tiene distintos costos y cambios operativos y regulatorios del mercado, se propone que sea implementado en el largo plazo, una vez los usuarios estén muy familiarizados con las TU y sus bloques tarifarios.

Propuesta: se debe pasar progresivamente de tarifas de tiempo de uso a tarifas en tiempo real

Vale la pena resaltar que los programas de RD deben estar orientados bajo el concepto de competencia abierta a los agentes y a nuevas actividades, y no podrá ser un monopolio del OR. En caso de que el OR sea uno de los agentes que pueda prestarlos, deben establecerse las reglas de competencia, transparencia y eficiencia necesarias.

F. Medidas de gestión de demanda como integrales o sustitutos

Los programas de respuesta de la demanda tienen diferentes focos relacionados básicamente con la reducción de picos, provisión de servicios auxiliares, aumento de confiabilidad, aumento de eficiencia, entre otros. Por esta razón, se considera que los programas de respuesta de la demanda pueden (y deben) considerarse de manera integral. De hecho, en el sistema eléctrico colombiano los programas de DDV y de oferta de RD han sido utilizados de forma paralela para aumentar la confiabilidad del suministro ante escenarios desfavorables como retrasos en las obras o baja disponibilidad de recursos. Específicamente, estos dos casos se comportaron como sustitutos en la coyuntura del año 2016, en donde la oferta de RD fue altamente utilizada en detrimento de la DDV a pesar de que había plantas con compromisos de OEF. Lo anterior se ocasionó por la gran diferencia entre el precio de bolsa y el precio de escasez. A este comportamiento paralelo de programas de RD se le puede sumar la utilización del programa temporal de “apagar paga”, que significó una reducción adicional de la demanda del sistema. En conjunto, estos tres mecanismos evitaron que en el sistema eléctrico colombiano se tuviera que realizar racionamiento en una coyuntura muy compleja.

Entre los programas propuestos, se pueden encontrar mecanismos que tiene el mismo objetivo, e.g., tarifas dinámicas y participación de la demanda en el mercado mayorista pueden tener como efecto la disminución del pico. Sin embargo, los costos de implementación, el impacto en el mercado, las barreras a la entrada, entre otros, pueden ser totalmente diferentes. Una de las principales barreras para poder implementar los programas de respuesta de la demanda es la disponibilidad de medidores inteligentes que permitan hacer un monitoreo, control e interrogación remotos. No obstante, lo anterior, una vez un usuario cuenta con un medidor, podría (técnicamente) participar en cualquier programa de RD. Por ejemplo, un usuario que participe en un mercado de servicios auxiliares que busca solucionar las fallas en generación, puede también participar tanto en otro componente del mercado de servicios auxiliares como en la oferta de demanda en el mercado diario. Claramente, si los programas de respuesta de la demanda en los que se va a participar son sustitutos, se debe verificar que los montos ofertados de participación en su total no excedan su capacidad de participación.

En resumen, se considera que los programas de respuesta de la demanda no son excluyentes, pueden ser tanto sustitutos como complementarios. En este sentido, un usuario avanzado podría tener un portafolio de participación en diferentes programas de RD, y en el caso de usuarios tradicionales el portafolio de participación podría ser diseñado por el agente agregador que será descrito en la siguiente sección. El portafolio de productos debería diseñarse libremente buscando maximizar el beneficio del usuario. No obstante, el portafolio de productos de RD va a estar delimitado por la disponibilidad del producto en la plataforma de servicios del OR y su integración con el mercado mayorista. Por ejemplo, en un caso que los programas de RD disponibles sean el de interrupción y un servicio auxiliar, el usuario tendrá la potestad de participar en ambos programas definiendo para cada uno su porcentaje de participación. Así mismo, el OR podrá delinear distintos tipos de programas orientados a satisfacer el mismo o diferente objetivos. En este aspecto, en el futuro si se pudiesen delinear objetivos cuantificables para operador de sistemas de distribución.

G. Canales para facilitar la integración de RD y formas de compensación

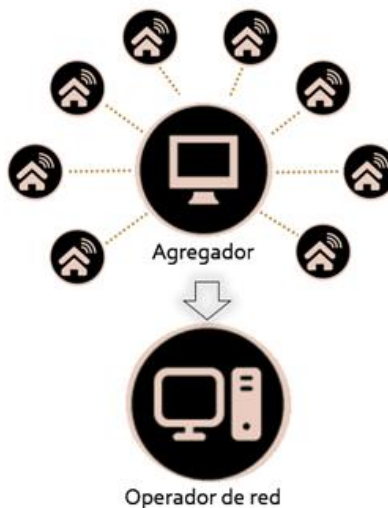
Una de las barreras a la entrada que pueden tener los usuarios para participar en el mercado eléctrico colombiano a través de programas de respuesta de la demanda es que los costos de transacción pueden ser altos. Lo anterior ocurre principalmente en el caso de los usuarios regulados para los cuales su demanda de energía individual puede ser despreciable para los ORs. En este sentido, los usuarios individuales además tendrían un bajo poder de negociación y el OR tendería a concentrar la mayoría de los beneficios de los programas de RD.

De acuerdo con Gkatzikis et al., una de las formas de mitigar esta situación indeseada es la estructuración de esquemas de programas de RD en donde exista una figura de intermediación entre los usuarios y el operador. Este nuevo agente se conoce como el agregador. La figura del agregador de demanda ha tomado mucha fuerza y se ha vuelto relevante en los diferentes sistemas eléctricos del mundo. La Figura VII-3 muestra la arquitectura de comunicaciones entre un agregador, el OR, y los usuarios. Se puede observar que el agregador tiene comunicación directa con diferentes usuarios (en la figura usuarios residenciales, aunque también podrían incluirse usuarios no regulados). El agregador, al sumar todo el potencial de reducción de demanda de los usuarios individuales, se puede convertir en un usuario con una demanda considerable para el OR. En este caso, el agregador tendría poder de negociación con el OR ya que su reducción de demanda puede impactar considerable y positivamente la operación y planeamiento del sistema de distribución.

Propuesta: creación y reglamentación, en los primeros años de la transformación, de la figura de agregador, que en principio debe ser el encargado de representar comercialmente a los usuarios. Éste debe velar por los intereses de los usuarios y negociar su participación efectiva en los programas de RD.

En Colombia, el agregador en principio puede tener un papel principalmente comercial y administrativo, que apoye las transacciones entre los usuarios y el OR. En caso de que los usuarios no cumplan con su obligación de desconexión/reducción de consumo, entonces el agregador deberá ejecutar las penalizaciones. Es decir, además de su rol comercial y administrativo, el agregador tendría un pequeño rol operativo en el que se verifique el cumplimiento de responsabilidades de los usuarios. En este documento se propone que el agregador sea estructurado y reglamentado en el corto plazo, de hecho, ya existen algunos agentes agregadores en el sistema colombiano. Para poder realizar las actividades asociadas con la representación de usuarios en el mercado, el agregador debe contar con una plataforma de comunicaciones robusta. Esta plataforma de comunicaciones robusta, más que el sólo hecho de contar con AMIs, es la que permite la coordinación efectiva con los usuarios y la verificación de su comportamiento, así como la comunicación efectiva con el OR. El agregador es fundamental para empezar con la transición energética, puesto que es el habilitador de distintas propuestas. En principio, el agregador estaría vinculado principalmente a agrupar usuarios que estén dispuestos a participar en programas de RD. No obstante, además de la participación de usuarios en mecanismos de gestión de demanda, el agregador podría representar los intereses de otro tipo de recursos distribuidos (DERs) como la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento de energía, y vehículos eléctricos. Cuando el agregador cuenta con distintos tipos de DERs, y que están conectados eléctricamente dentro de una misma área, puede convertirse en un agente más complejo y con más funciones.

Figura VII-3 Esquema de agregador en comunicación con OR.



Propuesta: el agregador debe evolucionar en el mediano plazo, de tal forma que represente a los usuarios que tengan recursos distribuidos en sus interacciones con el OR, no sólo desde el punto de vista comercial sino técnico y operativo. Es decir, el agregador deberá velar porque en el punto de acople común (frontera de la microrred) se cumpla con las restricciones operativas (e.g., regulación de tensión, armónicos, entre otros). Esta tarea podría ser desarrollada por el DSO.

La evolución de responsabilidades del agregador permite que se integren distintos tipos de DERs y que participen e interactúen juntamente con el sistema de distribución y el operador. Esta operación conjunta puede aumentar la eficiencia del sistema eléctrico local (la microrred). El concepto de microrred se aplica a este tipo de esquemas en los que hay un conjunto de DERs que son capaces de funcionar de forma aislada satisfaciendo la demanda, y tienen además una frontera comercial claramente establecida. Con el fin de funcionar adecuadamente y de forma segura, la microrred necesita un ente de control que maneje las interacciones entre los DERs y la demanda, garantizando el cumplimiento de criterios de calidad y seguridad, e.g., el balance de energía.

El OR en primera instancia es el agente que debería controlar la operación de los DERs y las microrredes. Sin embargo, en un escenario de alta penetración y proliferación de DERs, el intercambio de información sería muy grande y la controlabilidad del sistema en el muy corto plazo sería altamente compleja. En este sentido, proponemos que se considere una evolución de responsabilidades del agregador, y pueda llevar a cabo las tareas de un operador de microrredes (MGO). Esta evolución operativa del agregador podría disminuir la complejidad operativa de las microrredes y maximizaría la eficiencia de la red local al gestionar en conjunto los DERs y la demanda. Por la naturaleza de las actividades que representa, la evolución del agregador deberá garantizar que se cumplan los compromisos adquiridos con el SDL, o microrredes vecinas, a través de mecanismos de cobertura o podría ser objeto de penalizaciones. El papel de controlar y gestionar recursos de microrredes también podría ser prestado por el DSO, siempre que se cumplan con las condiciones de competitividad.

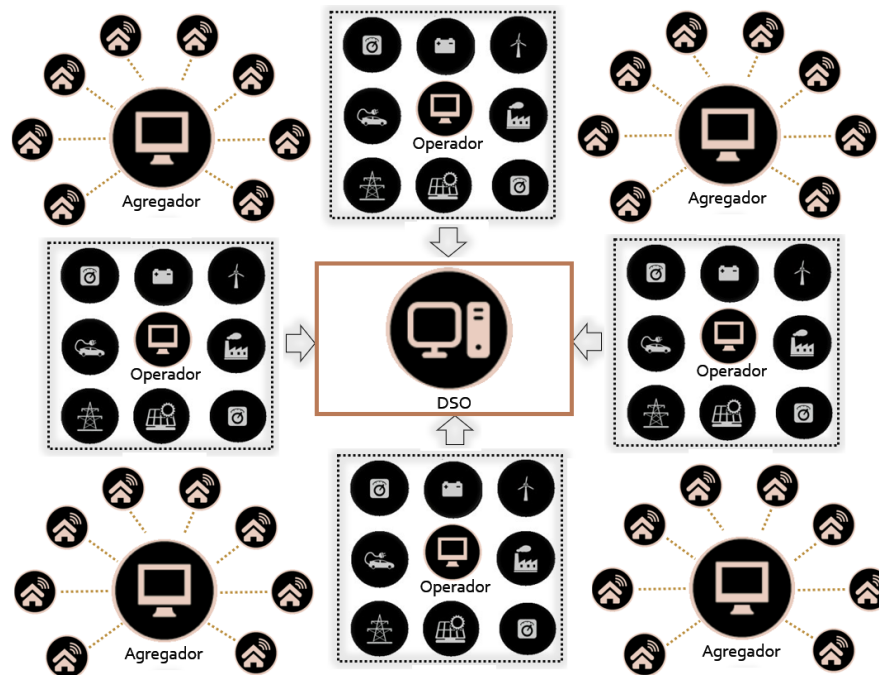
Considerando la creación de un nuevo agente como el agregador y su evolución, así como la proliferación de DERs, y la implementación de nuevos mecanismos y servicios al interior del SDL, la figura del operador de red podría no ser suficiente. El OR tradicionalmente ha sido un agente encargado de ampliar el sistema de distribución y gestionarlo con el fin de garantizar un suministro adecuado de energía. Este comportamiento es el adecuado en un entorno en el que los usuarios son pasivos y no hay conexión de DERs. Con el nuevo paradigma propuesto en esta sección, el OR debe migrar a ser un nuevo agente que tenga más autonomía en el sistema que maneja con el fin de maximizar la eficiencia. Además de prestar el medio físico del sistema de distribución (la red), el OR debe estar en la capacidad de proveer una plataforma en la que se puedan prestar e intercambiar distintos servicios. Sin embargo, el OR seguiría teniendo responsabilidades muy claras respecto a la seguridad, confiabilidad, y respaldo que pueda ofrecer la plataforma.

Propuesta: se debe tener una transición del OR al DSO en el largo plazo, siempre que no haya incompatibilidades con las condiciones de competencia. En caso de que el OR se convierta en DSO,

éste seguirá con la responsabilidad de operación, planeamiento, e inversiones de la red. En caso contrario, el DSO podrá ser un tercero.

La transformación del OR en el nuevo agente se conoce como DSO (operador del sistema de distribución), que es un agente que además de garantizar la expansión y disponibilidad del sistema de distribución, permite, gestiona, y controla el intercambio de servicios que puede haber en la red. Por ejemplo, dos microrredes interconectadas a través del SDL podrían hacer intercambios de energía de tal forma que se maximice el beneficio global. En este caso, el SDL sería el medio físico para el intercambio y el DSO prestaría el servicio de gestión y control de los flujos de forma segura. El esquema de operación de un DSO se muestra en la Figura VII-4. En ésta, se puede observar que además de los usuarios tradicionales que puede atender el DSO, existen varias microrredes y agregadores que interactúan con el DSO. El DSO se presenta nuevamente en el centro del esquema ya que sería el responsable de coordinar y garantizar la seguridad de los intercambios entre microrredes, agregadores, y las cargas del SDL del DSO.

Figura VII-4 Arquitectura de DSO y conexión con microrredes y agregadores.



Aunque la propuesta de este documento es que el OR evolucione al concepto de DSO, se deben garantizar las condiciones de neutralidad y competitividad del mercado, ya que éste podría tener poder de mercado en caso de que tenga recursos distribuidos (orientados a atender demanda) y la decisión sobre el acceso a la red. En este sentido, es necesario identificar en cuáles actividades, y en qué contexto, puede participar el DSO al ser el operador de la red y la plataforma de servicios. En caso de que no se puedan garantizar las condiciones de neutralidad y competencia cuando el OR migra a ser DSO, el papel de DSO puede ser asumido por un agente independiente.

En resumen, en esta subsección se propone un nuevo agente (agregador y su evolución orientada a la gestión de microrredes) y una evolución del OR a un esquema DSO. Estos agentes estarían en la

capacidad no sólo de canalizar la respuesta de la demanda sino en general de todos los recursos distribuidos de energía, considerando un DSO capaz de prestar una plataforma en la que se intercambien diferentes tipos de servicios.

H. Alternativas para facilitar la integración de RD en el mercado mayorista

Los problemas e ineficiencias, que se identifican para la participación de programas de respuesta de la demanda en el mercado mayorista colombiano, están relacionados principalmente con: i) el bajo poder de negociación que tendrían usuarios individuales; ii) los costos de transacción en pequeña escala, iii) la falta de información y conocimiento que tienen los usuarios respecto a la operación del sistema eléctrico, iv) la falta de dispositivos que permitan monitorear y verificar las posibles reducciones de demanda, y v) la falta de esquemas de participación de la demanda (y en favor de la demanda) en el mercado eléctrico. Estas problemáticas ya han sido comentadas con anterioridad y a lo largo de este documento.

Los problemas identificados anteriormente pueden resolverse o mitigarse gradualmente. Para ello, se considera que las soluciones se pueden dividir en cuatro aspectos fundamentales: i) la divulgación y socialización efectiva de los programas de respuesta de la demanda, considerando beneficios y costos; ii) despliegue de medición inteligente que permita a los usuarios acceder a la información relevante de la operación del sistema; iii) elaboración y diseño de esquemas de participación como los propuestos en el punto D de este documento; y iv) la creación de nuevos agentes canalizadores de recursos de RD, como el agregador y el operador de microrredes, y la evolución del esquema de OR a DSO. En conjunto, estas actividades pueden solventar los problemas identificados anteriormente, con el fin de que la RD (y los demás DERs) puedan participar efectivamente en el mercado mayorista colombiano. A continuación, se describen brevemente las soluciones propuestas:

1. **Divulgación y socialización de programas de RD:** los usuarios en su mayoría no tienen conocimiento ni de la existencia ni del funcionamiento de los programas de RD que existen actualmente en Colombia (el mecanismo DDV y la oferta de RD en periodo crítico). En un escenario en el que se debe instalar y masificar el uso de AMIs, es necesario que se realicen campañas de divulgación de las oportunidades que tendrán los usuarios para tener un rol activo en el mercado eléctrico colombiano. Así mismo, debe socializarse la importancia de la información a la que se puede tener acceso (e.g., los precios dinámicos) y los beneficios que se pueden desprender de su uso adecuado.
2. **Despliegue de medición inteligente:** es necesario que se tenga como prioridad en el corto plazo, la realización de estudios que determinen la relación beneficio-costos de los medidores inteligentes desde el punto de vista del OR y del usuario. Como se mencionó inicialmente en este documento, el costo que se traslada a los usuarios vía tarifa puede estar indexado a la proporción de los beneficios calculados. Un ejemplo a grosso modo (números hipotéticos) sin considerar costos es, si los beneficios del OR son 6 y los beneficios de la demanda son 4, entonces el 40% de los costos de medidor debería trasladarse a la demanda. En este documento, se propuso un despliegue masivo de AMI que para el año 2030 debería alcanzar un alto porcentaje.
3. **Los esquemas de participación de la demanda** se delinearón en el punto D de este documento. Estos mecanismos permitirían que los usuarios interactúen directamente en la formación de precio y que por lo tanto se aumente la eficiencia del mercado. En este aspecto, hay distintos

mecanismos que favorecen la participación directa en el mercado (tarifas dinámicas) y otros en los que se necesitan canalizadores (ofertas de RD, servicios auxiliares, entre otros). Para el primer caso, basta con que los usuarios tengan acceso a la información, ya sea a través de medidores inteligentes o por otros medios de acceso público. En el segundo caso, se necesita la formalización de los mecanismos y la estructuración de nuevos agentes.

4. La creación de nuevos agentes canalizadores de los programas de RD permite que los usuarios puedan aumentar su poder de negociación en el mercado mayorista. Así mismo, se disminuyen los costos de transacción y se mitigan barreras de acceso a la información.

VIII. PLANEACIÓN EFICIENTE DE LOS SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

A.Estado del arte

La planeación de los sistemas de distribución es una actividad de libre metodología para determinar los planes de obras, tanto en su componente técnica, como ambiental, económica y social. Las empresas distribuidoras han venido siguiendo los lineamientos de la Resolución CREG 070 de 1998 en donde se establecen los principios de la planeación de sus sistemas y los criterios técnicos de calidad, confiabilidad y seguridad para la prestación del servicio de energía eléctrica, se fundan procedimientos para la planeación, operación y expansión de los Sistemas de Transmisión Regional (STR's) y los Sistemas de Distribución Local (SDL's), y se definen normas para el diseño y ejecución del plan de inversiones y nuevas conexiones al sistema, entre otros.

En cuanto a pérdidas técnicas, en la Circular CREG 029 de 2018 la CREG publicó las pérdidas técnicas de los Operadores de Red para los niveles de tensión 1 a 3, es decir hasta las redes de menos de 57.500 V, encontrándose valores muy típicos a nivel mundial. Con respecto al tema de calidad del servicio, los aspectos definidos en la Resolución CREG 070 de 1998 han sido actualizados en las diferentes resoluciones de metodología de remuneración de la distribución que han sido emitidas por la CREG con posterioridad. Es así como las últimas señales que se tienen sobre calidad están contempladas en la resolución CREG 015 de 2018 y se analizó su situación en la sección V. A.

Con respecto al Plan de Expansión en su integralidad, el OR es responsable de elaborar el Plan de Expansión del Sistema que opera, y los criterios que debe cumplir para ello de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 son:

- Atención de la Demanda. La planeación de la expansión deberá estar soportada en proyecciones de demanda cuya estimación se efectuará utilizando modelos técnico-económicos disponibles para tal efecto.
- Adaptabilidad. Los Planes de Expansión deberán incorporar los avances de la ciencia y de la tecnología que aporten mayor calidad y eficiencia en la prestación del servicio al menor costo económico.
- Flexibilidad del Plan de Expansión. El Plan de Expansión de un OR, en su ejecución, puede experimentar modificaciones. El OR podrá incluir obras no previstas y excluir aquellas que, por la dinámica de la demanda, puedan ser pospuestas o eliminadas del Plan inicialmente aprobado por la UPME.
- Viabilidad Ambiental. Los Planes de Expansión deben cumplir con la normatividad ambiental vigente.

- Normas y Permisos. Las obras de expansión requeridas deben cumplir con las normas pertinentes previstas por las autoridades competentes y obtener los permisos correspondientes.
- Eficiencia Económica. Los Planes de Expansión e inversiones deberán considerar la minimización de costos.
- Calidad y Continuidad en el Suministro. Los planes de inversión deberán asegurar los indicadores de calidad que reglamenta la presente Resolución y garantizar la continuidad del servicio mediante proyectos de suplencia, ampliación, automatización de la operación, modernización e inventario de repuestos, entre otros.
- Coordinación con el SIN. Teniendo en cuenta que la operación y expansión de los STR's y/o SDL's deben ser coordinadas con el resto del Sistema Interconectado Nacional, el OR deberá planear su Sistema considerando los planes de expansión en transmisión y generación elaborados anualmente por la UPME.

A juicio de los expertos, se considera que estos criterios de planeación siguen siendo válidos, pero es relevante complementarlos o actualizados con lineamientos específicos para que en la planeación los distribuidores consideren la entrada gradual de generación embebida en las redes de distribución, la conexión de vehículos eléctricos y de sistemas de almacenamiento a la red, y la participación activa de la demanda, todo esto desde luego apuntando a una planeación diversa y eficiente de los sistemas, que logre que estén preparados para la incorporación de estos nuevos actores y equipos, y a su vez las expansiones o inversiones en modernización y tecnología que requieran los sistemas, sean realizadas con eficiencias económicas demostradas, dado que su costo debe ser asumido por los usuarios del sistema.

***Propuesta:** Se propone incorporar los siguientes criterios de planeamiento adicionales a la CREG 070 de 1998:*

- i) **Aseguramiento de intercambios:** Los planes de inversión deberán promover y responder a las necesidades de intercambio de energía que requiera la demanda y los recursos DER,*
 - ii) **Diversidad:** Los planes de inversiones deberán considerar, sin discriminar, todas las opciones disponibles de recursos distribuidos y de respuesta de la demanda para atender las necesidades de energía eléctrica de los clientes y los tamaños de los intercambios que estos propicien, y*
 - iii) **Observabilidad:** Los planes de inversión deberán considerar necesidades de medición parcial en red acorde con el nivel de penetración de DER y respuesta de la demanda en los sistemas de distribución.*
-

Así, el consolidado de criterios actualizados se aprecia en la Figura VIII-1:

Figura VIII-1: Diagrama temático de criterios de planeamiento actualizados



Fuente: Consultor

Complementariamente, la planeación también considera horizontes temporales contenidos en la Resolución CREG 070 de 2008, y que cada OR debe utilizarlos, para el reporte y análisis de información por ejemplo para realizar las proyecciones de demanda y por supuesto el Plan de Expansión correspondiente:

- Corto plazo: un (1) año.
- Mediano plazo: cinco (5) años.
- Largo plazo: diez (10) años.

Sin lugar a duda esta interpretación de los horizontes de planeamiento valdría la pena que fuese revisada, ya que los tiempos de ejecución de proyectos nuevos principalmente, que requieren licencias y permisos (ambientales, sociales y demás), por ejemplo, los de STR, han introducido una realidad que no está armonizada con estos horizontes, desplazando el mediano plazo más hacia el largo, pero nunca viceversa. Este cambio parece menor pero no lo es, ya que los OR solo están pudiendo cambiar los factores de desempeño de la red que administran y operan en mínimo 5 años, lo que coincide con la definición genérica del límite entre el corto y el largo plazo.

Propuesta: Dado que los factores de desempeño del sistema eléctrico cambian notablemente cuando se logra poner en servicio un proyecto de STR o STN, se recomienda que se especifiquen solo dos horizontes (corto y largo plazo), con el primero de ellos hasta 5 años (para la ejecución de proyectos en redes de SDL y subestaciones existentes del SDL y STR) y el segundo del año 6 al año 15 que se considera como LP para desarrollar proyectos del STR y el SDL nuevos. El año 15 está sugerido para poder incorporar las realidades de tiempo de ejecución de proyectos de STR y conexión al STN y por

supuesto darle cabida a las transformaciones de largo plazo que se deben dar en la red para habilitar las nuevas dinámicas de mercado que se han expuesto en este informe.

Paralelamente, es evidente que el desarrollo de los sistemas de distribución en Colombia (STRs y SDLs) requiere de refuerzos e inversiones técnicas de gran magnitud, por lo que es necesario contar con un conjunto de opciones para elevar el grado de *flexibilidad y seguridad* en la red habilitante, en especial para el corto plazo (menor que 5 años), en donde históricamente el OR incumbente no cuenta con flexibilidad para adelantar proyectos de gran envergadura que cambien notablemente la operación de la red. Por ello, el agente encargado de administrar y planificar la red de distribución debiese contar con alternativas de ejecución también no convencionales que den firmeza a la red y contribuyan de manera importante a la solución de problemáticas recurrentes en las redes, como la calidad de servicio. Es por eso por lo que se incorpora la siguiente propuesta.

Propuesta: *Permitir que los gestores de la red habilitante incorporen sistemas de almacenamiento local de gran escala para ofrecer solución a: i) Confiabilidad para zonas apartadas o de alta densidad y difícil respaldo, ii) Reducción de picos de demanda, iii) Reducción de costos de restricciones eléctricas (congestión red), iv) Soporte de voltaje en condiciones normales y en contingencia, v) Suministro adicional en donde las limitaciones de espacio o restricciones de los POT no permiten la entrada y ampliación de infraestructura convencional y, vi) No se permite el arbitraje.*

Complementariamente, el ejercicio de planificación de la red no es solo técnico, sino que contiene una alta especificidad en lo concerniente a los temas económicos y financieros asociados con las inversiones, y por supuesto una componente regulatoria. En ese sentido, se identifica que, en la más reciente reglamentación de la CREG, que incluyó lineamientos para el planeamiento detallado de la expansión a 5 años e indicativo a 10 años, la CREG no logró considerar el futuro que ya llegó con los recursos distribuidos, ni los nuevos principios y criterios con los que se debía planear esa expansión. Siendo una resolución de metodología de remuneración futura del negocio, que podría durar otros 10 o más años como ya ha sucedido, debió incluirse en el extenso listado de Unidades Constructivas los nuevos requerimientos de la red para la incorporación de DER o el aumento de las necesidades de observabilidad (cantidad de señales y funciones adicionales de los centros de control de distribución, por ejemplo).

El cambio requiere de una transición en la cual se evolucione hacia un esquema de reconocimiento de costos totales de gastos e inversión (OpEx+CapEx) basado en la información de normas NIIF, con una gradualidad que se sugiere mediante un mecanismo en el que los actuales OR reporten sus costos, derivados de procesos de compra y selección eficiente de ofertas y que se active una forma de incorporar ese costo (CapEx+OpEx) en la BRA actual, y que permitan actualizar la remuneración ágilmente siempre y cuando se cumpla el hito de la senda o la meta, con esquemas de compartición de ahorros y excesos, similares al esquema RIIO usado en el Reino Unido (OFGEM, 2019).

Además, en el proceso de planeación que ejecutan los ORs para la presentación de los planes de recuperación de pérdidas, se estableció de otro lado que, en el costo total del plan se pueden incluir

las siguientes inversiones: medidores de usuarios finales regulados que no cuenten con medidor a la fecha de presentación del plan y su costo no sea trasladado al usuario, medidores en el arranque de todas las líneas, equipos de medida en los puntos de entrada de cada nivel de tensión, macro medidores instalados en transformadores de distribución y sistemas de medición centralizada, incluyendo software y comunicaciones. Así mismo, se estableció también que la CREG en resolución aparte establecería las condiciones para la implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada en la prestación del servicio público domiciliario de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Así, se tienen varios vacíos para los OR's en la formulación de los planes de inversión (y de reducción de pérdidas) de acuerdo con lo que considera esta Misión de Transformación Energética, entre ellos:

- Las Unidades Constructivas -UC, preestablecidas por la CREG para remunerar las inversiones por realizar no consideran las inversiones en tecnología y modernización de red, lo que lleva a las empresas a presentarlas como UC especiales con los riesgos consecuentes en su aprobación y remuneración.
- No se tiene ninguna señal por parte de la CREG para considerar en la planeación de los sistemas la entrada de nuevos actores o las inversiones que se requieran para la operación de los sistemas por bidireccionalidad. Esta labor podría intentarse vía autorregulación de los agentes operadores de red actuales a través de la posibilidad de modificar los planes de inversión en el segundo año del actual período regulatorio según la Resolución CREG 015-18.
- La CREG deja al libre albedrío la definición de las variables para la valoración beneficio-coste de los proyectos. No está claro que los proyectos presentados por los OR's, a pesar de que sean presentados con B/C mayor a 1, realmente cumplan este objetivo para la sociedad, pues pueden presentar B/C mayor a 1 para la empresa (por disminuir índices o metas que deban cumplir), pero ello no necesariamente implica que estos proyectos sean económicamente eficientes para la sociedad. Es decir, la fracción de los proyectos que pagan los clientes finales debe ser proporcional a que los mismos clientes finales puedan capturar o recibir los beneficios.
- Los temas de AMI igualmente no han sido reglamentados, y su definición se extendió hasta el 2020 de acuerdo con la Resolución MME 40483 de 2019. No ha sido definida una arquitectura de referencia de AMI, ni su esquema de remuneración, pero a pesar de ello no tiene sentido que los OR's hubiesen presentado los planes de recuperación de energía con un horizonte a 10 años, sin considerarlos. Por lo anterior, existe incertidumbre de cómo van a ser las decisiones del Regulador en este tema pues la señal no fue la adecuada para los OR's y ello tendrá impacto principalmente para aquellos mercados que aun presentan pérdidas muy por encima de las reconocidas y que presentaron sus planes de inversión de recuperación de pérdidas considerando la instalación de AMI.

En general, pareciera ser necesaria una señal de política que permitiera tener claridad de qué porcentaje de la infraestructura de AMI se puede trasladar al usuario final, en función del complemento la fracción de beneficios que perciben los Operadores de Red, para que el regulador establezca un camino que facilite la aprobación de inversiones en modernización y tecnológicas (el tema de UCs convencionales es complejo y resulta no aplicable para lo que se viene a futuro y las tecnologías que ya llegaron). Adicionalmente, deberían darse unas señales de tecnologías o arquitecturas por utilizar (sin

cerrar posibilidades) para efectos de que se tenga una base de tecnología y en costo de remuneración para que a futuro no se tengan muchas divergencias entre OR's (por ejemplo, en cuanto a plataformas tecnológicas o arquitecturas, requisitos de ciberseguridad, información operativa mínima que aporte la medición inteligente, protocolos de comunicación, funcionalidades, entre otros, situaciones que pueden establecerse mediante un Comité Permanente de Expertos.

Propuesta: Se hace necesario validar exhaustivamente que las evaluaciones B/C realizadas por las empresas para los proyectos de inversión en el STR - e incluso por usuarios que solicitan conexiones directas al STN, cumplen realmente el B/C esperado para la sociedad. También se recomienda revisar las metodologías en adelante que permitan discernir cuándo un problema en la red debe ser solucionado vía obras de STR, o del SDL o bien con los nuevos mecanismos de autogeneración o energía alternativa localizadas o almacenamiento, es decir una metodología de selección jerarquizada de inversiones. Esta función podría ser desempeñada por la UPME al igual que lo hace ahora para los proyectos del STR.

B. Prácticas empleadas e información de agentes

Como resultados de las respuestas de los Operadores de Red a las encuestas formuladas, a continuación, se presentan las prácticas comunes y luego un listado de las prácticas diferenciales en cada segmento que pueden representar una ventaja o una carencia de cara al desarrollo futuro de la red de dichos ORs a través del ejercicio de la planeación de la red.

- Prácticas comunes
 - Solo los agentes de los grupos 1 y 2, indistintamente de si el Estado tiene o no la propiedad mayoritaria, cuentan con equipos de trabajo fuertes y numerosos en planificación de la red. Con respecto al grupo 3, solo algunos de los agentes medianos cuentan en promedio con solo 2 a 3 personas, lo que parece poco a la luz de los cambios venideros que exigirán esfuerzos muy importantes de planeación de la red.
 - Pareciera que todos los agentes tienen apoyo regulatorio dedicado en alguna de estas tres modalidades: i) equipo propio de análisis (empresas de los grupos 1 y 2), ii) equipo propio reducido, frente al de grupos 1 y 2, y en casos especiales o de elevada complejidad regulatoria acuden a consultoría externa (grupo 3 medianas), y iii) apoyo externo por demanda (empresas pequeñas del grupo 3).
 - En general la mayoría de los agentes que atendieron la encuesta manifestaron que contaban con al menos una persona dedicada a innovar, entendida como ideación y estructuración de mecanismos tecnológicos de implantación sencilla a razonable y que permitieran generar condiciones de servicio más eficientes para los usuarios finales.
 - Llama la atención que varias de las empresas encuestadas manifestaron que el esquema actual no favorece la reposición y no existe una señal adecuada para la modernización de la red. En opinión de los expertos, el esquema regulatorio castiga la reposición a tal grado que la hace inviable, mientras que la modernización y

actualización de la red conforman otro pilar fundamental para el ejercicio libre de las nuevas dinámicas del sector, como se muestra más adelante en esta misma sección.

- Sin distinción, todas las empresas encuestadas consideran que:
 - La presencia de las nuevas maneras de producir energía y la presencia de DER requieren de la actualización de los criterios de planeamiento establecidos en la regulación vigente.
 - La regulación de la CREG no fomenta la entrada y consideración de los DER y la respuesta de la demanda dentro de la planeación, y no hay señales en ese sentido.
 - El detalle del ejercicio de planeación solicitado por la CREG es demasiado complejo, y proponen que la CREG consideren una transición para adaptar los procesos, menor detalle a medida que el horizonte de planeamiento se vaya extendiendo y se consideren complejidades sociales, ambientales y de orden público dentro del ejercicio de la planeación.
- Prácticamente ninguna empresa maneja metodologías internacionales de planeación, gestión, seguimiento y cierre de la ejecución de proyectos de inversión, como las ofrecidas por el *Project Management Institute - PMI* o similares.
- Hay una elevada preocupación en los agentes distribuidores actuales en cuanto a los problemas que surgen para la ejecución de proyectos, tales como:
 - Servidumbres: Procesos que causan conflicto y rechazo comunitario y que ralentizan los proyectos. La vía de solución frecuentemente es la judicial, y su tiempo de resolución es de varios años.
 - Obtención de licencias ambientales (no se cumplen los plazos de Ley, no hay suficiente mano de obra en las instituciones para dicha labor, las corporaciones regionales son totalmente autónomas). Los tiempos medios rondan los 1,5 a 2 años.
 - Gestión social para la obtención de lo que se conoce como el Licenciamiento Social de los proyectos, cuyo primer paso es la siempre oposición de la comunidad a dichos proyectos.
 - Desarrollo de Consultas previas.
- Prácticas diferenciales
 - Agentes pequeños del Grupo 3
 - En los agentes pequeños del grupo 3, sin distinción de si el Estado u otro tiene la mayoría de la propiedad, la planeación se reduce al cumplimiento de las exigencias regulatorias, de la manera en que mejor las entienden ya que solo pocos cuentan con equipos regulatorio propio y es común que se apoyen en consultoría externa para interpretar los requisitos de la mejor manera posible.
 - Las inversiones se enfocan en satisfacer las exigencias regulatorias, pero no cuentan con una visión de red ante la ausencia de tres factores fundamentales: i) equipo propio de planeamiento, ii) formación y capacidades orientadas al planeamiento, y iii) esquema regulatorio complejo y confuso.

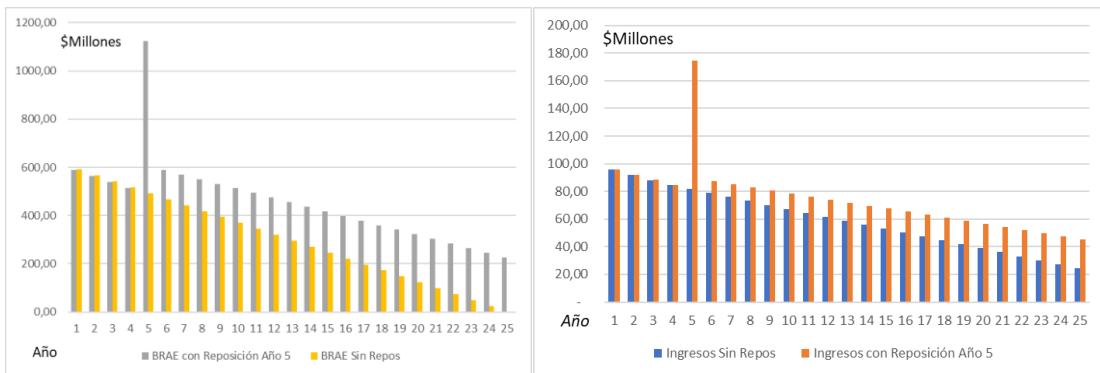
- Agentes de los grupos 1 y 2 más los medianos del grupo 3
 - Las empresas capturan mayores ventajas de la innovación que incorporan a la planeación ya que avanzan hasta pilotos de pequeña y gran escala, en automatización de la red, comunicaciones e instalación de AMI.
 - Consideran criterios adicionales como el planeamiento territorial, metodologías específicas de priorización de inversiones, optimización, entre otras opciones.
 - La granularidad de la planeación es elevada (inclusive a nivel de circuito de MT) dado que manifiestan tener acceso a más cantidad de datos y usan mejores funciones de análisis de la red.
- Posibles relaciones entre prácticas y categorías o clústeres
 - Empresas que han solucionado o al menos atenuado su distancia con respecto a las metas regulatorias (calidad y pérdidas) miran hacia otras oportunidades y consideran que la planeación es la clave para generar valor en el futuro, con criterios flexibles, adaptados a las nuevas dinámicas de la red.
 - Cada empresa optimiza el objetivo de su planeamiento en función de dos variables: i) los problemas no resueltos (pérdidas, calidad, entre otros), y ii) el tamaño de las penalizaciones que le podrían ser asignadas si incumple con la solución a los problemas que aún no ha resuelto.
 - Las empresas pequeñas del grupo 3, aparentemente cuentan con escasos recursos de análisis técnicos, regulatorios y económicos, y se comportan como seguidores exclusivos de la regulación de la CREG. El riesgo está en que son una gran cantidad de empresas donde los retos de cobertura, calidad y pérdidas pueden estar acentuados y el acelerar las soluciones no convencionales podría hacer la diferencia.
 - Las empresas medianas del grupo 3 más las de los grupos 1 y 2 consideran que los nuevos ingenieros, que son egresados de las universidades del país, no cuentan con las competencias técnicas requeridas para el afrontar las nuevas oportunidades que brindan las tecnologías DER o de respuesta de la demanda o en principios regulatorios, y hacen un llamado a que la Academia actualice sus planes de estudio en este sentido.

En este punto vale la pena destacar y ampliar la explicación referente a una oportunidad de mejora del esquema regulatorio actual para acelerar y favorecer la modernización de la red, condición fundamental para el ejercicio de planificación técnica y de inversiones, entendida como las inversiones en reposición y mejora de la red existente, para llevarla a un estadio de red habilitante, función que es desarrollada por los equipos de planeamiento (que a su vez integran las perspectivas técnicas, económicas, financieras y regulatorias) para establecer una senda de inversiones de mantenimiento, actualización y crecimiento del negocio de la distribución.

A manera de ejemplo, se muestra la situación de reposición (por ejemplo, para modernización) de un activo tipo red, genérico, de nivel de tensión II, a efectos de mostrar tanto lo que sucede con los ingresos como con la BRAE, ante una reposición para modernización, realizada por ejemplo en el año 5 de su vida útil remanente. En ese año, como todavía sigue remunerándose el activo que será repuesto,

se ve un efecto de casi duplicación de los ingresos y obviamente aumento de la BRAE porque en ese año se remunera tanto el activo que se va a reponer como la inversión en reposición que se realizará, pero al año siguiente, sale de la BRAE el activo que se repuso (a través de la variable regulatoria BRAFO), y en consecuencia el efecto en el ingreso a partir del año siguiente de realizada la reposición implica solo un delta adicional anual, que para este ejemplo produce en 20 años una relación B/C para el Operador de Red de cerca de 0,25. Es decir, desde el punto de vista financiero del impacto de las reposiciones en el ingreso, existe un incentivo negativo a la reposición, lo que también significa que la señal podría hacer migrar a los agentes hacia gestionar la vida útil remanente de los activos existentes para garantizar que la operación de los mismos hasta el final de esa vida útil regulatoria reconocida o en su defecto dilatar lo máximo que se pueda la reposición de activos en el sistema y por ende la modernización. Para mejor ilustración obsérvense las siguientes dos figuras:

Figura VIII-2: Comparación del comportamiento anual del valor reconocido (izq) y del ingreso anual (der) de un activo típico en el tiempo, con/ sin reposición de ejemplo en el año 5.



Fuente: Equipo consultor

En este sentido, dado que en el esquema vigente las empresas no alcanzan a recuperar en general las inversiones en reposición de activos, podría ocurrir que ellas modificaran notablemente su plan de inversiones en las revisiones y actualizaciones que se permiten cada 2 años, y no se alcanzaran los niveles de reposición deseados con la no consecución de las metas de calidad y la postergación de lo que se considera como red habilitante para la masificación de DER y el despliegue de AMI. Al respecto se propone lo siguiente:

Propuesta: Mantener la remuneración del activo repuesto, bajo el esquema de ingreso depreciado por un período regulatorio adicional (5 años más), por ejemplo, lo cual permite que la relación beneficio costo de la reposición se acerca a mayor que 1 para el agente que realiza una modernización. El mecanismo de este incentivo debe estar ligado a cumplimiento de metas de la senda de calidad, lo cual genera compromiso de mejora en los agentes.

C. Metodología propuesta

En el mundo, las tendencias muestran una fuerte orientación a una redefinición de la función de planeación, para hacerla más integral, lo cual demanda más información, mejores capacidades de modelamiento, y más capacidad de análisis no solo en cuanto a profundidad sino en lo referente a los volúmenes de información por analizar. Es así como el nuevo planeamiento que se está practicando en mercados y redes más avanzados se enfoca en pilares claves como: i) Escenarios para representar

diferentes posibilidades de carga-generación en los clientes finales, ii) analizar la capacidad de la red para alojar intercambios bidireccionales constantes, iii) identificación de los límites de la red actual, y iv) el diseño de la red futura que viabiliza un mayor nivel de intercambios.

Estos pilares requieren de una visión sectorial de largo plazo que se fundamente en tres etapas muy bien definidas, así:

- Modernización de la red: conformación de un planeamiento orientado en la creación de una “autopista” para los intercambios de red.
- Mejoras en los procesos de conexión de DER: generación de mecanismos que ofrezcan seguridad, pero con flexibilidad para los clientes finales y para los agentes gestores de la red.
- Integración de transacciones con el sistema nacional a nivel de intercambios y mecanismos de mercado

De esta forma, el nuevo centro del sistema eléctrico ya no es la red en sí misma sino el cliente. Este cliente puede decidir qué alternativas combina para alcanzar la “flexibilidad con seguridad” en su conexión y es bajo estas condiciones que el agente que esté a cargo de la red de distribución formulará una estrategia de planeación de dicha red basada y soportada en tres habilitadores: i) Modernización de la red, ii) despliegue de AMI y iii) reconocimiento del concepto de flexibilidad con seguridad energética para el usuario final.

- i. La modernización de la red de media tensión y la estandarización de criterios de desarrollo que aseguren $B/C > 1$ para la sociedad. La nueva red debe ser desarrollada con criterios primordiales de confiabilidad para asegurar un medio homogéneo de intercambio de energía con medio de comunicaciones habilitado que permita aprovechar al máximo la información operativa y de mercado para un intercambio de servicios por venir. Esta modernización debe darse en un paralelo armonioso con el despliegue de AMI conteniendo las propuestas presentadas en las secciones V. a VIII. , dentro de las que se destacan:
 1. Esquema de control híbrido descentralizado
 2. La operación en isla intencional
 3. Bandas de frecuencia de comunicaciones, exclusivas para gestión del negocio eléctrico.
 4. Complementar el nivel de integración de la automatización de la red: SCADA, EMS, DMS, OMS, GIS con DERMS y AMI
 5. Desarrollo incremental de funcionalidades del sistema de control en función de la penetración de DERs
 6. Desarrollo incremental de equipos de corte, protección y tecnología de punta a lo largo de la red y en subestaciones en función de la penetración de DERs
 7. Implementación de planes piloto supervisados y ampliamente monitoreados (UNAL, Fenicia, Cali, Caribe, etc.)
 8. Plataformas y ciberseguridad:
 - i. A medida que se realiza el despliegue en *hardware* se aprovechan las tecnologías y prácticas ya maduras que usa el mercado no regulado de tele medición, para establecer los protocolos, las características, funciones y las

- especificaciones que permitan la captura, la integración, la concentración, el análisis y gestión de datos y la ejecución de acciones (corte y reconexión, consumos prepagos, por ejemplo) que pueda ser implementada de manera costo-efectiva en el país.
- ii. Definir paralelamente con el despliegue en los primeros dos años los requerimientos de ciberseguridad y privacidad, gestión, administración de la información y derechos de uso para todos los agentes, incluyendo el usuario mismo.
9. Foco en la activación de las palancas que permiten percibir valor al cliente final luego de desplegado el AMI (tarifas horarias, incentivos para desplazamiento de consumo, entre otros).
 10. Crear un plan de comunicación para la sociedad, a escala nacional, con cobertura 360°, basado en hechos y datos confiables y verificados, y de divulgación amplia, constante y frecuente, sobre las ventajas, beneficios, oportunidades, costos y retos de la implementación de un despliegue de AMI el cual sea desarrollado con información de los agentes, pero por organismos independientes.
 11. Crear un menú de tarifas que valoren los recursos distribuidos que puedan conectar y usar los clientes, y que consideren la realidad colombiana de un ingreso bruto per cápita de menos de los USD7.000 año
- ii. Despliegue de AMI: Basado en la propuesta de despliegue y consideración tarifaria planeados en la sección V. D.
 - iii. Reconocer el concepto de la *flexibilidad con seguridad* en el servicio eléctrico para el usuario final (ver Figura VIII-3), representado en la posibilidad del cliente, sin importar su tamaño, de combinar libremente las fuentes de suministro y respaldo para sus necesidades (consumo y de exportación de excedentes o venta de servicios futuros como RD entre otros), lo que implicará un cambio diametral en los objetivos y criterios utilizados para la planeación de los SDLs y sin duda para los STRs y el STN.

Figura VIII-3 Dimensiones de la flexibilidad con seguridad energética



A partir de ello, los agentes que se encarguen del desarrollo y ejecución de la función de planificación experimentarán que el nuevo planeamiento:

- Tiene una velocidad de cambio mayor que el planeamiento convencional.
- Es por definición multi recurso, al considerar diversas fuentes de suministro para atender las necesidades de los clientes.
- Es multiobjetivo ampliado, ya que además de enfocarse en la demanda, la calidad y las pérdidas, la red es un viabilizador de transferencias y un dinamizador del mercado.
- Es más complejo que la planeación de red convencional.

A medida que se vayan volviendo más y más populares los DER como autogeneración, baterías, vehículos eléctricos (principalmente por su costo y los procedimientos que se sugiere sean básicos para su incorporación) los agentes encargados de la planeación y del desarrollo de la red tendrán que ir adaptando sus metodologías y conviviendo con el envejecimiento de la red tradicional. Así, si bien el planeamiento sería entonces una práctica en constante evolución, se recomienda respetuosamente al MME que a través del mecanismo que considere más apropiado se determinen de forma reglamentaria: i) Los principios, ii) los objetivos y iii) los criterios, para que los agentes responsables de esta función de planeamiento tengan la flexibilidad para aplicarlos y alcanzarlos considerando las particularidades del mercado de cada agente.

Propuesta : Nueva guía de planeamiento integrado de la red basada en Hosting Capacity, que considera los siguientes principios: i) Segmentadas por zonas operativas, ii) seguimiento del potencial de recursos distribuidos, iii) determinación de señales de expansión según el grado de penetración de DER, iv) pago de la capacidad de conexión por parte de los Gx, v) separación de cargo por volumen (energía) y establecimiento del cargo por capacidad de conexión (potencia instalada), y vi) actualización anual y trabajo colaborativo con el Comité Permanente de Expertos.

A manera de guía, sin que esto implique una camisa de fuerza, ya que los agentes cuentan con libertad para determinar sus propias maneras de planear el futuro de la red habilitante, los agentes que tengan la responsabilidad del planeamiento técnico de la red de distribución pueden considerar la siguiente guía de planeamiento con objetivos y criterios para mejorar su ejercicio de planificación periódico de la red, ya que se identificó que, si bien es cierto que cada agente tendrá una diferente senda de penetración y desarrollo de DER, es inevitable que considere para lograrlo su propia realidad⁹. Así, esta guía pretende plantear los aspectos y elementos de planeamiento que deben tener en cuenta, más que a definir cómo deben realizar el ejercicio mismo de la planificación de la red.

1. Objetivos

- a. Conversión de la electricidad de producto a servicio mediante el aseguramiento de un medio físico transaccional: la red

⁹ La propia realidad de los agentes se define como la consideración de las razonables posibilidades de crecimiento de la demanda, penetración de DER, ingreso económico de sus clientes, disponibilidad, intensidad e intermitencia de los nuevos recursos energéticos, entre otros.

- b. Atender satisfactoriamente los niveles de intercambio probables entre los agentes, incluidos los generados por las exportaciones de los actuales consumidores, incluyendo las reservas o respaldos de potencia que contraten los usuarios.
 - c. Garantizar niveles de calidad por escenarios de presencia de DER, para que de manera razonable y costo efectiva se modernice el sistema y se permitan las nuevas dinámicas de la red.
 - d. Asegurar libre acceso a la red para las nuevas tecnologías con reglas claras de intercambio de información, requisitos y tiempos de aprobación/improbación de la conexión.
 - e. Aprovechar óptimamente la información de los habilitadores:
 - i. Observabilidad de la red con la Automatización dentro de la modernización,
 - ii. Observabilidad del cliente y su relación con la red desde el AMI y
 - iii. Observabilidad y controlabilidad de la incorporación de mecanismos distribuidos por parte del cliente (VE, AGPE, AGGE, BESS, etc.)
 - f. Ampliar permanente la cobertura mediante las diferentes posibilidades que ofrecen las nuevas tecnologías.
 - g. Respetar de la normatividad ambiental
 - h. Considerar la normatividad local o regional referente al uso del suelo y del territorio
 - i. Concentrar la expansión donde es más económico para el usuario, maximizando el uso de los recursos distribuidos como primera instancia,
 - j. Minimizar hasta donde las condiciones económicas lo permitan, el sobrecosto de las restricciones en los STR y en el STN con el uso de dispositivos DER, incluso en niveles de tensión inferior a donde se evidencia el problema (por ejemplo, baterías).
 - k. Propender por la costo-eficiencia comprobable en la expansión y modernización de red para el usuario final.
2. Razonamientos: Dado que no es posible en este momento definir metas e indicadores precisos, se ofrece un menú de consideraciones para el desarrollo de la planeación para la red del futuro:
- a. De captura de información adicional a la ya establecida en el planeamiento convencional
 - i. Consumos en energía y potencia de los clientes de demanda convencional, el cual pueda considerar segmentación a media tensión
 - ii. Curva de carga típica de activa y de reactiva segmentada por:
 - 1. Tipos de día (al menos hábiles/sábado/domingo y sábado/domingo diferenciado cuando el lunes siguiente es festivo)
 - 2. Niveles de tensión
 - 3. Rangos de penetración
 - iii. Indicadores de intensidad y continuidad o en su defecto intermitencia de los recursos alternativos (radicación solar efectiva traducida en kWh/m², principalmente)
 - iv. Indicadores de uso de mecanismos de reemplazo o desplazamiento de demanda (baterías, demanda desconectable voluntaria)

- v. Las estadísticas de calidad de servicio (SAIDI, SAIFI y CAIDI propios de cada transformador de distribución, circuito, subestación MT/MT o AT/MT, línea de transmisión)
 - vi. Los niveles de voltaje a lo largo de la red, en especial en MT.
 - vii. Los consumos brutos de los clientes (no los netos) que cuenten con matriz energética diversificada, considerando el respaldo que contraten para identificar la máxima potencia requerida en contingencia propia.
 - viii. Cargabilidad (bidireccional) de los elementos de red.
 - ix. Inventario de DER en cuanto a capacidad, tecnología y tipo (batería, generación fotovoltaica, etc.)
 - x. Solicitudes de conexión de DER.
 - xi. Información de capacidad o tamaño máximo disponible de DER en puntos de control de las redes de distribución.
 - xii. Agregación por al menos alimentador/circuito de compromisos de respaldo de red según las curvas de carga típica.
- b. De pronóstico de transferencias: La nueva dinámica de red, con la presencia de DER y respuesta de la demanda exigirá ya no un pronóstico de demanda convencional sino complementado por transferencias, ya que la red es el medio homogéneo que viabiliza dichas transferencias:
- i. Pronóstico de demanda convencional
 - ii. Pronóstico de nuevas solicitudes de DER en función del:
 - 1. Poder adquisitivo de los clientes
 - 2. Tipos de clientes presenten en el segmento de red que se analiza (industrial, comercial, residencial, etc.)
 - 3. Potencial del energético disponible
 - 4. Incentivos existentes (para VE o baterías, por ejemplo)
- c. Calidad, confiabilidad y capacidad
- i. Máximo nivel garantizado de SAIFI para zonas urbanas y zonas rurales
 - ii. Máximo nivel garantizado de SAIDI para zona urbanas y zonas rurales, diferenciando en especial en especial donde quedó opcional el despliegue de AMI.
 - iii. Máximo valor de saturación de la red
 - iv. Máximo valor de congestión ante contingencia sencilla o de energía y potencia atrapada.
- d. Pronóstico de intercambios y transferencias: Tal vez una de las partes más complejas de la planeación será la estimación de esta parte. En este nuevo entorno de la planeación, la palabra clave es la *incertidumbre* por lo que ante diferentes escenarios de: políticas gubernamentales de estímulo o contracción de la economía, variación de la demanda bruta, comportamiento del clima, disposición a pagar de parte de los clientes para adquirir DER, evolución de los costos para adquisición de DER, penetración de DER en el tiempo, posibilidades de terceros que agreguen demanda desconectable, etc., el mejor camino será la simulación estocástica de estas incertidumbres. Entonces la planeación estocástica basada en probabilidades permitirá determinar escenarios finales de refuerzos o expansiones con sus inversiones asociadas que permitan cumplir, con una probabilidad de aceptación,

los anteriores criterios, en especial transferencias y confiabilidad de la red. Los planes de refuerzos están determinados por el indicador clave que será la transferencia o intercambio asegurado con el nivel de continuidad que se determine, es decir la capacidad de alojamiento o *hosting capacity*. Se deberán elegir pues, dos escenarios con intermedia y baja probabilidad de ser superados - PSS, los cuales se informarán a la UPME. Por ejemplo, podrían considerarse los escenarios de resultados del 80% y del 30% PSS.

- e. Evaluación de beneficios para la sociedad: Es fundamental que los agentes, acuerden y sometan a discusión plural los mecanismos y metodologías de cálculo de beneficios (tamaño y temporalidad), al igual que los métodos de estimación de la inversión, escenarios contingentes y la incorporación de los gastos, para asegurar una alta transparencia y seguimiento de las inversiones que se ejecuten en dos sentidos:
 - i. Trazabilidad y demostración real y contundente que las inversiones tienen $B/C >$ para el cliente final
 - ii. Que la ejecución de las inversiones sea oportuna y con el alcance pactado.
 - f. Monitoreo de los *drivers* de cambio para que se actualicen los criterios y las metodologías: Por ejemplo, para alternativas que no dependen de la red como la desconexión voluntaria de la demanda, se recomienda un monitoreo anual basado en indicadores sintéticos que midan la variación de la presencia de esta opción a través de los Comercializadores en el mercado de cada agente distribuidor, con el fin de medir el potencial, y la posibilidad de un impacto apreciable en la planeación, sin olvidar el monitoreo de las señales de precios para este servicio.
 - g. Periodicidad de la planificación y horizonte de análisis
 - i. El horizonte recomendado será de 10 años
 - ii. La resolución recomendada del plan será bianual para permitir mayor flexibilidad en la ejecución de los proyectos y posibles cambios temporales de las fechas de puesta en operación
 - iii. La frecuencia del ejercicio de planeamiento se sugiere que sea anual para los agentes con alta penetración de DER y bianual para los agentes con baja penetración¹⁰.
3. Revolución de la planeación: Se migrará de una planificación que atiende los requerimientos de carga con confiabilidad y al mínimo costo a un ***Planeamiento de Recursos Integrados para garantizar la Seguridad Energética del Usuario - PRI***.
 4. Integración con la planeación de la transmisión nacional: Fundamental es el hecho de que los resultados de al menos dos de los escenarios más probables que resulten del ejercicio de planeamiento de recursos integrados de cada responsable de red, junto con sus planes de obras evaluados y priorizados en tiempo, sean insumo para el desarrollo de la planeación de la UPME en el PERGT el cual se recomienda que siga desarrollándose anualmente y con destino a la determinación de los paquetes de obras del STN.

¹⁰ La baja/alta penetración se considera cuando la dupla (potencial del recurso vs costos de implantación y procedimiento de incorporación) sean los adecuados para que se genere una masificación. Esta misión sería de interés del Consejo Nacional de Operación o de sus Comités, para que se determine un indicador de masificación.

Finalmente, dado que se ha identificado al largo de este documento, la necesidad de definir temas con alto grado de detalle como tecnologías asociadas con AMI, niveles de automatización y de modernización de la red, métodos de análisis, estandarización de requisitos para incorporación de DER, procedimientos para incorporación de DER, entre muchos otros aspectos, se considera prudente:

Propuesta: Crear un Comité Permanente de Expertos, conformado por representantes de los agentes actuales, de los nuevos, del regulador, externos, que definan y mantengan actualizados: i) Niveles mínimos de actualización red (automatización), ii) ajuste de requisitos de conexión DER, iii) AMI (Definición de funciones técnicas y soluciones de comunicaciones), iv) Criterios unificados de Planeamiento de Recursos Integrados, v) criterios homogéneos de evaluación B/C de inversiones, vi) lineamientos de selección jerarquizada de inversiones, que permitan discernir cuándo una necesidad se deba solucionar vía STR, SDL, con mecanismos convencionales o alternativos, entre otros muchos más tópicos.

D.Elementos de la hoja de ruta preliminar

La hoja de ruta refleja en términos generales y macro, las acciones prioritarias y fundamentales que se debiesen contemplar para alcanzar el porvenir deseado de tal manera que desde la planeación de la red se den los primeros pasos del direccionamiento hacia un sistema al servicio de clientes de vanguardia e inteligentes.

Esta hoja de ruta se expresa mejor en los siguientes diagramas, en donde el primero presenta un resumen de la visión y de los grupos tecnológicos que dependen inequívocamente de la red, junto a los tópicos más relevantes que se deben considerar dentro de la transformación energética y que tocan no solo las definiciones, reglas y métodos para considerar su impacto, sino sobre muchos de los cuales hay que actuar, inclusive reformulando lo ya establecido como ocurre en el caso de las tecnologías tradicionales.

Así, en el siguiente diagrama se listan los principales aspectos o acciones técnicas y regulatorias que se deben implementar para lograr la transición hacia el Planeamiento de Recursos Integrados - PRI. Se destaca que las propuestas en temas de profundidad técnica se planteen a través de un Comité Permanente de Expertos cuyos miembros serán seleccionados del sector, por ejemplo, de los agentes, la academia, consultores y tendrán participación las entidades que elija el MME como la CREG, entre otros. En una línea de mayor visión estratégica se encuentran los asuntos que requieren determinaciones normativas y regulatorias que serían del resorte ministerial y de las comisiones de regulación como se muestra en la siguiente figura.

Figura VIII-4 Acciones regulatorias y técnicas para para alcanzar el Planeamiento de Recursos Integrados - PRI



IX. LA PERSPECTIVA DEL CLIENTE FINAL

El cliente final, al ver la transformación aproximarse es natural que reaccione en oposición al cambio. El proceso del cambio hay que vivirlo con el cliente, entendiendo con él los costos adicionales que puedan surgir, los mecanismos de compensación, para atender sus incertidumbres.

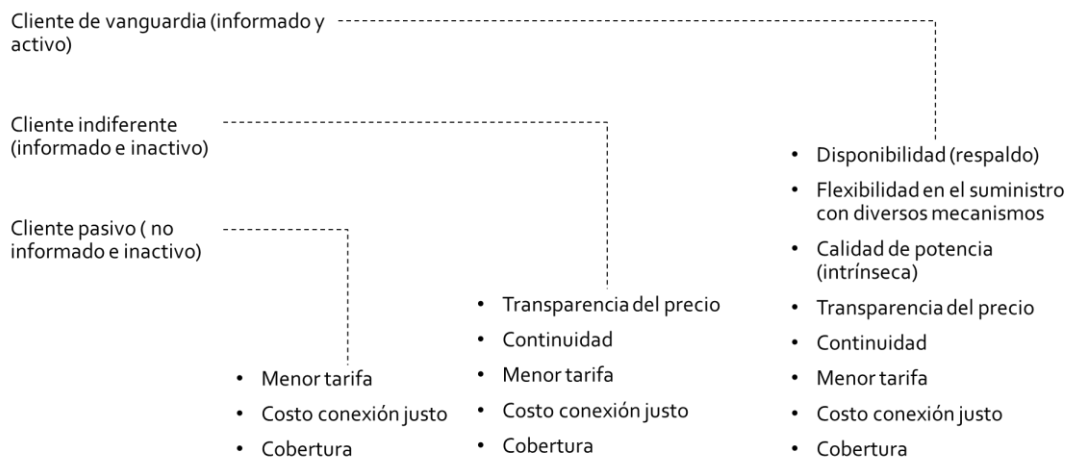
Para ello, se vuelve fundamental que se formule un muy completo plan de comunicación para ejecutarlo con los clientes, en donde se le informen:

- Los costos
- El (los) esquema(s) de propiedad
- Los mecanismos de pago
- Cómo puede ahorrar en la factura con el AMI, por ejemplo
- Cómo funcionarán las nuevas tarifas (¿porqué del cambio?)
- ¿Qué funcionalidades puede utilizar?, y cómo usarlas?

En conclusión, todo esfuerzo de claridad, refuerzo, tiempo dedicado para que el cliente se entere y entienda los cambios y tenga información clara, oportuna, directa, completa y precisa, redundará en una mayor posibilidad de aceptación del cambio.

El hecho de aceptar el cambio sin traumatismos no implica que todo cliente explote por completo las funcionalidades y posibilidades que otorga la transformación, mediante el uso del medidor inteligente. Sí es muy posible que el cliente tome algunos de los dos caminos más conservadores, porque de algún modo son más cercanos a la realidad que conoce. Estos caminos son el cliente pasivo y el del cliente indiferente. Muy pocos clientes, y allí es donde está el reto para el sector, tomarán el camino del cliente vanguardista (ver figura siguiente) que desea maximizar su beneficio.

Figura IX-1 Comportamientos esperados de ellos clientes con la transformación.



Así, un muy buen punto de partida para pensar y reflexionar es el que reflejan los siguientes aspectos básicos:

1. ¿La plataforma tecnológica por sí misma permite “evangelizar” a los clientes para que pasen de pasivos o indiferentes a vanguardistas?
2. Sin duda habrá clientes “rehenes” que por diferentes razones no migrarán a vanguardistas ni estarán interesados en las nuevas tecnologías y estos permanecerán con el Cx incumbente.

3. Mientras el cliente final empieza a percibir las mejoras, sobre todo en reducción de costos, ¿cómo se le debe presentar el cambio de medidor y acometida al cliente, y que no sienta que otros ganan y él no?
4. ¿Cuál será la estrategia y la táctica para que al menos los clientes indiferentes se dinamicen y aprovechen las nuevas opciones que ofrecerá el mercado?
5. Debiese hacerse un despliegue simultáneo de los ajustes tarifarios y las opciones de mercado para el cliente, y en paralelo implementar las inversiones en los cimientos de la nueva dinámica de mercado para evitar que el cliente pregunte:
 - a. “¿Para qué más tecnología si se me va la luz más veces que las que recuerdo?”
 - b. “¿Para qué me van a cambiar un cacharro que no me trae ningún beneficio?”
 - c. “¿Y eso cuánto me va a costar?”

Para terminar, los análisis y propuestas recogidos a lo largo de este informe reconocen la importancia del cliente final como decisor activo con derechos fundamentales de elegir su prestador de energía, generar energía, vender sus excedentes y hasta definir si lo desea la composición de su matriz energética propia, todo lo que se puede lograr con la implementación de los habilitadores y catalizadores presentados.

X. REFERENCIAS CONSULTADAS

- Arthur, D., & Vassilvitskii, S. (2007). K-means++: The Advantages of Careful Seeding. SODA '07: Proceedings of the Eighteenth Annual ACM-SIAM Symposium on Discrete Algorithms, 1027-1035.
- EDSO, (2015). Flexibility: The role of DSOs in tomorrow's electricity market
- EPRI - Electric Power Research Institute. (2015). Distribution Feeder Hosting Capacity: What Matters When Planning for DER?.
- Eyer J and G Corey. [1]2010. Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. SAND 2010-0815, Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.
- FERC-Federal Energy Regulatory Commission. (2016). Standard Interconnection Agreements & Procedures for Small Generators", USA.
- FERC - Federal Energy Regulatory Commission. (2016). Assessment of Demand Response and Advanced Metering. Staff Report. Washington, D.C.
- Grigoras, G., & Bobric, E.-C. (2015). Clustering Based Approach for Customers' Classification from Electrical Distribution Systems. U.P.B. Sci. Bull, 219-226.
- ICF International. (2016). Integrated Distribution Planning. Prepared for the Minnesota Public Utilities Commission.
- Katiraei F and MR Iravani. (2006). “Power Management Strategies for a Microgrid with Multiple Distributed Generation Units.” IEEE Transactions on Power Systems 21(4):1821-1831.
- Kristov, L., Higgins, M., Desu, M. (2019). ENERGY MARKET COORDINATION IN A HIGH DER GRID. Colombia.
- Orange & Rockland Utilities (2018). 2018 Distributed System Implementation plan. US
- Primadianto A and CN Lu. (2016). “A Review on Distribution System State Estimation.” IEEE Transactions on Power Systems PP(99).
- ROUSSEEUW, P. J. (1987). Silhouettes: a graphical aid to the interpretation and validation of cluster analysis. Journal of computational and applied mathematics, 53-65.
- Senado de la República. (1994). Leyes 142 y 143. Bogotá.
- Singh R, FK Tuffner, JC Fuller, and KP Schneider. (2011). “Effects of Distributed Energy Resources on Conservation Voltage Reduction (CVR).” In IEEE Power and Energy Society General Meeting, July 24-29, 2011, Detroit, Michigan. IEEE, Piscataway, New Jersey.

- Smith, J., Rylander, M., Rogers, L., Dugan, R. (2015), “It’s All in the Plans: Maximizing the Benefits and Minimizing the Impacts of DERs in an Integrated Grid”, Power and Energy Magazine.
- STATE OF NEW YORK DEPARTMENT OF PUBLIC SERVICE. (2015). STAFF PROPOSAL DISTRIBUTED SYSTEM IMPLEMENTATION PLAN GUIDANCE. US
- U.S. Department of Energy: “MODERN DISTRIBUTION GRID” Volume I: Customer and State Policy Driven Functionality,” 2017.
- U.S. Department of Energy: “MODERN DISTRIBUTION GRID” Volume II Decision Guide, 2017.
- U.S. Department of Energy: “MODERN DISTRIBUTION GRID” Volume III Advanced Technology Maturity Assessment, 2017.
- Varios autores. (2016). Smart Grids Colombia, visión 2030, parte IIIA. Bogotá, Colombia
- Washington Utilities and Transportation Commission. (2017). Report on Current Practices in Distributed Energy Resource Planning. US.
- Albadi, Mohamed H., and Ehab F. El-Saadany. "A summary of demand response in electricity markets." *Electric power systems research* 78.11 (2008): 1989-1996.
- Palensky, Peter, and Dietmar Dietrich. "Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads." *IEEE transactions on industrial informatics* 7.3 (2011): 381-388.
- Curva de demanda promedio en Colombia, XM, disponible en <https://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx>
- Precio de bolsa y escasez en Colombia, XM, disponible en <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>
- Lorenzo Alberini, “As energy gets smarter, ‘time of use’ tariffs spread globally”, disponible en <https://www.smart-energy.com/industry-sectors/electric-vehicles/as-energy-gets-smarter-time-of-use-tariffs-spread-globally/>
- PG&E, “Base interruptible program details”, disponible en https://www.pge.com/en_US/large-business/save-energy-and-money/energy-management-programs/demand-response-programs/base-interruptible/base-interruptible.page
- Ministry of Economy, Trade, and Industry of Japan METI, “A Handbook for Demand Response (Negawatt Trading)” disponible en Japonés en https://www.meti.go.jp/english/press/2016/1228_001.html
- CAISO, “Demand response and load participation”, disponible en <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>.
- Cate York, Sustainable Communities Liaison at CUB, “Did real-time pricing help electricity customers save in 2018?”, disponible en <https://www.citizensutilityboard.org/blog/2019/05/10/did-real-time-pricing-help-electricity-customers-save-in-2018/>.
- Gkatzikis, Lazaros, Iordanis Koutsopoulos, and Theodoros Salonidis. "The role of aggregators in smart grid demand response markets." *IEEE Journal on selected areas in communications* 31.7 (2013): 1247-1257.
- Lasseter, Robert H., and Paolo Piagi. "Microgrid: A conceptual solution." *IEEE Power Electronics Specialists Conference*. Vol. 6. 2004.
- Jimeno, Joseba, et al. "Architecture of a microgrid energy management system." *European Transactions on Electrical Power* 21.2 (2011): 1142-1158.
- Soshinskaya, Mariya, et al. "Microgrids: Experiences, barriers and success factors." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 40 (2014): 659-672.
- Van Werven, M. J. N., and M. J. J. Scheepers. "The changing role of distribution system operators in liberalised and decentralizing electricity markets." *2005 International Conference on Future Power Systems*. IEEE, 2005.
- Kristov, Lorenzo, Paul De Martini, and Jeffrey D. Taft. "A tale of two visions: Designing a decentralized transactive electric system." *IEEE Power and Energy Magazine* 14.3 (2016): 63-69.

- Velásquez, Miguel A., et al. "Hierarchical dispatch of multiple microgrids using nodal price: an approach from consensus and replicator dynamics." *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* (2019): 1-12.
- Unidad de Planeación Minero-Energética, Smart Grids Colombia Visión 2030, disponible online en http://www1.upme.gov.co/DemandaEnergetica/Smart%20Grids%20Colombia%20Visi%C3%B3n%202030/3_Parte3A_Proyecto_BID_Smart_Grids.pdf
- UPME y MINMINAS, "Proyección de Demanda de Energía Eléctrica y Potencia Máxima en Colombia," abril 2018
- DNP - Enersinc, "Energy demand situation in Colombia," 2017
- UPME, "Plan de expansión de referencia Generación - Transmisión 2017 - 2031," Colombia, Julio de 2018.
- CREG, Universidad Tecnológica de Pereira, "Estudio para el Diseño de Indicadores de Seguimiento y Evaluación de la Integración de la Autogeneración y la Generación Distribuida en el Sistema Interconectado Nacional". Septiembre de 2018.
- Ernst y Young: Estructurar el mapa de Ruta para la transición hacia los vehículos de bajas y cero emisiones en Colombia, 2017.
- Varios autores. (2016). Smart Grids Colombia, visión 2030, parte IIIA. Bogotá, Colombia
- Carlos Javier Camacho Vásquez, Nimrod Vásquez Nava, Claudia Verónica Hernández Gutiérrez, Héctor Juan Carlos López Tapia. Sistemas de detección de modo isla en inversores conectados a la red eléctrica: Análisis del estado del arte. Instituto Tecnológico de Celaya, Nov 2015
- Rosero, J., Céspedes, R., Montaña, W. and Reyes, J. (2019). V Congreso CIER de la energía. [online] Cocier.org. Available at: <http://www.cocier.org/modulos/uploads/aVLb0a7ZQCPaper%20Formato%20COCIER%20V6.pdf>
- U.S. Department of Energy: "MODERN DISTRIBUTION GRID" Volume I: Customer and State Policy Driven Functionality," 2017.
- U.S. Department of Energy: "MODERN DISTRIBUTION GRID" Volume II Decision Guide, 2017.
- U.S. Department of Energy: "MODERN DISTRIBUTION GRID" Volume III Advanced Technology Maturity Assessment, 2017.
- Varios autores. (2016). Smart Grids Colombia, visión 2030, parte IIIA. Bogotá, Colombia