RESPUESTA DE LA DEMANDA ESTRATEGIA PARA LA MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

GTC Demanda activa

Documento de trabajo
Julio de 2018

El documento se realizó bajo el marco del Plan Integral de Gestión del Cambio Climático del sector minero-energético (PIGCC M-E) desarrollado por el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo del Centro de Investigación de Agricultura Tropical con el objetivo de reducir la vulnerabilidad ante el cambio climático y la promoción de un desarrollo bajo en carbono a nivel sectorial, fortaleciendo y protegiendo la sostenibilidad y competitividad de la Industria.

PIGCC ME

Plan Integral de Gestión del Cambio Climático / Sector Minero Energético

MINMINAS

con el apoyo de

CIAT

GTC Demanda Activa: Grupo de Trabajo Colaborativo Demanda Activa:

AGRADECIMIENTOS

La construcción de este documento fue posible al trabajo conjunto y colaborativo mediante el desarrollo de sesiones de trabajo que contó con la participación de representantes de las siguientes empresas y entidades:

- CELSIA S.A. E.S.P.
- CENTRO INTERNACIONAL DE AGRICULTURA TROPICAL.
- CODENSA S.A. E.S.P.
- ELECTRICARIBE S.A. E.S.P.
- EMCALI S.A. E.S.P.
- EMPRESA PÚBLICAS DE MEDELLÍN E.S.P.
- MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINIERO ENERGÉTICA – UPME.
- UNIVERSIDAD DEL VALLE.
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- XM S.A. E.S.P - FILIAL GRUPO ISA.

NOTA DE RESPONSABILIDAD –

Las opiniones que contenga este documento son parte de un ejercicio en desarrollo de identificación y análisis sectorial para consolidar acciones de transformación del sector eléctrico colombiano y no necesariamente representan la opinión oficial de una organización, entidad o empresa.

La información contenida en este documento de trabajo podrá ser reproducida en cualquier medio o formato siempre y cuando se mencione explícitamente a Colombia Inteligente.

Colombia Inteligente
Todos los derechos reservados 2018 ©

COLOMBIA INTELIGENTE

Somos una red colaborativa, conformada por empresas y entidades, para la inserción integral y eficiente de los sistemas inteligentes a la infraestructura del sector eléctrico colombiano con el propósito de disminuir riesgos y maximizar beneficios a los actores de interés.

Principios:

- **Fomentar** el desarrollo de soluciones tecnológicas integrales y eficientes para viabilizar la inserción de los sistemas inteligentes.
- **Acelerar** la creación de valor mediante un proceso de coparticipación intersectorial.
- **Compartir** conocimientos y experiencias para fortalecer el desarrollo tecnológico de las empresas y entidades.

Objetivo:

Ser un arquitecto estratégico que promueve el desarrollo integral y eficiente de los sistemas inteligentes en Colombia para contribuir al acceso universal de la energía, a una participación activa de los ciudadanos, la productividad, la competitividad y el desarrollo sostenible del sector eléctrico y del país.

- **Fomentar** la generación de capacidades y conocimiento para el desarrollo de los sistemas inteligentes, en forma sinérgica y colaborativa.
- **Promover** pilotos y proyectos en sistemas inteligentes, propiciando las alianzas estratégicas con otros sectores de la economía e identificando fuentes de financiación.
- **Influir** la política, la regulación y la estandarización para la implantación de los sistemas inteligentes.
- **Generar** una organización sustentable, capaz de lograr los objetivos anteriores.

Con base en lo anterior, la organización desarrolla los ejes de trabajo soportados en actividades transversales para generar valor a la organización que redundará en beneficio del sector eléctrico colombiano y el país.

Miembros Comité Directivo

Institucionales Comité Directivo

EJES DE TRABAJO

1	**Transformación del sistema eléctrico**	Desarrollo de un sistema distribuido (tecnologías, micro-redes y conexión) y digitalizado (arquitectura objetivo, espectro, seguridad digital e interoperabilidad de los activos)
2	**Usuario inteligente**	Fomentar la participación de la demanda (gestión eficiente de la energía y respuesta demanda) y la masificación de la medición inteligente (medición flexible)
3	**Análisis de tendencias**	Mecanismos para la difusión de información, vigilancia tecnológica y análisis de datos

ACTIVIDADES

1	Monitorear tecnologías y métodos en el marco de los sistemas inteligentes aplicados al sector eléctrico
2	Promover arquitecturas y estándares para la adaptación de las transformaciones tecnológicas del sector eléctrico
3	Soportar la apropiación de tecnología aplicable, escalable y transferible en el sector eléctrico colombiano
4	Proponer criterios para evaluar y certificar tecnologías
5	Brindar lineamientos para una normativa proactiva

PROPUESTA DE VALOR

1	Un equipo con alto conocimiento técnico y comprometido para asesorar requerimientos del sector
2	Un espacio para la discusión de temas sectoriales
3	Realizar un trabajo conjunto y colaborativo para fortalecer e impulsar proyectos

ROLES Y RESPONSABILIDADES

Equipo Colombia Inteligente	Participantes empresas/entidades
1. **Coordinar** las actividades de socialización, discusión y aprobación. 2. **Proponer** material de trabajo. 3. **Construir l**os documentos de formulación del proyecto. 4. **Consolidar** los resultados de las actividades realizadas.	1. **Participar** en las actividades asignadas. 2. **Proponer** y asesorar al grupo respecto a temas técnicos. 3. **Gestionar** con sus respectivas empresas/entidades su participación o la de otros representantes. 4. **Socializar** las actividades con su empresa/entidad.

ACRÓNIMOS

AMI	Infraestructura de medición Avanzada
AT	Mecanismo Tiempo Real
CC	Mecanismo Condición Critica
CDC	Mecanismo Control Directo de Carga
CH	Mecanismo cambio de horario
CIIU	Clasificación Industrial Internacional Uniforme
CIR	Mecanismo Carga Interrumpible/ reducible
CMNUCC	Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
CND	Centro Nacional de Despacho
COP	Conferencia de las Partes
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
DDV	Demanda Desconectable Voluntaria
ER	Mecanismo Emergencia / Racionamiento
FNCE	Fuentes No Convencionales de Energía
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GTC	Grupo de trabajo Colaborativo
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista
MME	Ministerio de Minas y Energía
ODC	Mecanismo servicios complementarios
ODE	Mecanismo Oferta mercado energía
OEF	Obligación de Energía en Firme
PIGCC	Plan Integral de Gestión de Cambio Climático
PND	Plan Nacional de Desarrollo
RD	Respuesta de la demanda
RETIQ	Reglamento Técnico de Etiquetado
SDE	Mecanismo Sistema distribuido de energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SSPD	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios
STN	Sistema de Transmisión Nacional
UNR	Usuario No Regulado
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
UR	Usuario Regulado

DEFINICIONES

Agregador: Un Agregador agrupa una multiplicidad de usuarios, por ejemplo residenciales, industriales, comerciales, institucionales, entre otros, y los presenta al sistema como una sola entidad. De esta manera, le permite ofrecer servicios al sistema relacionados con la posibilidad de ejercer acciones de control sobre la demanda (XM, 2014).

Cargo por confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas. (CREG 071 2006).

Comportamiento del consumo de energía eléctrica: Se refiere al comportamiento del consumo de demanda de energía en el Colombia, el cual se encuentra marcado por una tendencia dependiendo del tipo de día, por ejemplo, entre el lunes y viernes se mantiene un consumo promedio, el cual puede ser clasificado como un día ordinario. El sábado mantiene un consumo particular, el cual puede seguir siendo identificado de esta forma, mientras que los días domingos y festivos es posible agruparlos dado su consumo de energía eléctrica similar. Adicionalmente, existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país (XM, 2017).

Demanda activa: El termino Demanda Activa corresponde al título del proyecto y se utiliza a lo largo del documento para referirse a la participación activa del lado de la demanda en los diferentes servicios o mercados de los sistemas eléctricos.

DRM conocidos como sistemas de gestión de respuesta a la demanda (*Demand Response Management***):** son sistemas de información que funcionan en doble vía conectados a los equipos de Hardware enunciados anteriormente, los cuales proveen de información para la gestión de la respuesta de la demanda eléctrica. Un DRM puede ser configurado de manera centralizada o de forma distribuida en agrupaciones o clúster de interés. Los sistemas DRM distribuidos suelen tener menor carga de procesamiento de información en sus algoritmos, comparado con los sistemas centralizados, pero esta última mejora los mecanismos de control global, por lo que su conveniencia debe ser evaluada en cada caso.

Estándar OpenADR: Estándar abierto diseñado para que las empresas de energía comuniquen señales d respuesta de la demanda de forma segura a sus clientes, utilizando un lenguaje común y redes de comunicaciones basadas en IP (Internet Protocol).

Generación Distribuida (GD): Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin (Ley 1715 de 2014).

Gestión de la Demanda (*Demand Side Management*, por su acrónimo en inglés DSM**):** consisten en las actividades de planificación, implementación y monitoreo de las empresas eléctricas, diseñadas para incentivar a los consumidores a modificar el nivel y el patrón de uso de la electricidad.

Gestión eficiente de la energía: Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda (Ley 1715 de 2014).

Mercado mayorista de energía eléctrica: El mercado mayorista es el ámbito en el cual actúan, por un lado los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía, potencia y servicios complementarios de un sistema interconectado, con sujeción a las normas aplicables.

Participante: se refiere a quien le da el uso final a la energía y puede participar potencialmente de un programa de respuesta de la demanda. En el contexto de este proyecto, se considera que el participante también puede generar, almacenar y administrar el uso de la energía (prosumidor). Tradicionalmente, han sido divididos en residencial, comercial o industrial.

Programas basados en precios (*Time-Based Rate Programs***):** Los programas basados en precios son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en casos donde se presentan grandes consumos en horas cuyos costos del suministro de energía son altos, La señal de precio es trasladada al usuario final con el objetivo que este traslade su consumo hacia horas con precios más bajos, logrando así que se aplane la curva de carga. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado (Albadi & ElSaadany, 2008) (DOE, 2016).

- **Tarifas de tiempo de uso (***Time-of-use rates***):** El mecanismo de tarifas de tiempo de uso el usuario recibe un descuento por cambiar el uso de energía de periodos pico del día a horas no pico, cuando hay menor demanda de electricidad. Entre más uso de electricidad el usuario cambia a los horarios no pico mayor será el ahorro al que podrá acceder.
- **Precios en Tiempo Real (***Real Time Pricing***):** Con el mecanismo de precios en tiempo real el usuario recibe información del precio de la energía en cualquier momento, así este puede decidir en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica. Regularmente se aplica con periodos horarios, aunque pueden presentarse periodos de hasta 5 horas o intrahorarios. La aplicación de este mecanismo está estrechamente relacionada con la volatilidad del precio de la energía, ocasionada, por ejemplo, por eventos en el sistema por lo que el incentivo está en función del precio de la energía eléctrica.
- **Precios Picos Variables (***Variable Peak Pricing***):** Este programa es una combinación entre los dos casos anteriores, donde los precios para diferentes periodos se acuerdan independientemente, pero para ciertas horas del día, especialmente durante el pico de demanda el precio pactado depende del precio de la electricidad en dichas horas. Este mecanismo es usado para aplanar la curva de demanda durante periodos de escases que ocasionan precios de la energía altos.
- **Precio en Picos Críticos (***Critical Peak Pricing***):** El precio en picos críticos es usado cuando los comercializadores observan que se anticipan precios de bolsa altos, estos aumentan significativamente el precio de la energía eléctrica con el objetivo de desincentivar el consumo de energía durante el periodo crítico.

Programas basados en Incentivos: Los programas basados en incentivos buscan modificar los hábitos de consumo de los usuarios a partir de estímulos económicos vía tarifa, disminución en la factura, contratos o monetización del servicio. El pago recibido por el usuario es acordado previamente (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016) y podrían clasificarse en los siguientes programas:

- **Control Directo de Carga (***Direct Load Control***):** Con este mecanismo el usuario acepta desconectar cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo económico. Para ponerlo en práctica es necesario instalar dispositivos automáticos de conexión y desconexión. La frecuencia y duración de los cortes debe ser acordado por las partes y están diseñados especialmente para usuarios residenciales (Aplicaciones tipo termostato).
- **Carga Interrumpible/intermitente (***Interruptible and curtailable***):** Son programas diseñados para usuarios industriales y comprenden la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.

- **Oferta de Demanda (***Demand Bidding/Buyback***):** En este mecanismo el programa de respuesta de la demanda es integrado al despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. En caso de que la oferta sea aceptada, es decir sea competitiva con los precios de producción el usuario debe desconectarse durante el periodo de tiempo ofertado y se le remunera la cantidad al precio ofertado o precio de bolsa.
- **Respuesta de la Demanda por Emergencia (***Emergency Demand Response*): Este tipo de mecanismos presentan el pago de un incentivo económico a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en las reservas de potencia de energía o en condiciones de emergencia del en el sistema de potencia.
- **Mercado de Capacidad (***Capacity Market***):** En este tipo de programas los consumidores ofrecen reducciones de carga para reemplazar generación de fuentes convencionales, por contingencias que se presenten en el Referenciamiento servicio de demanda activa sistema. Los clientes reciben la notificación con algunos días de anticipación, y reciben un pago por adelantado por la prestación del servicio.
- **Mercado de Servicios Auxiliares o complementarios (***Ancillary Service Market***):** Son programas donde los clientes pueden ofertar desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. En caso de ser aceptada su oferta, éstos reciben el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica y esta desconexión puede ser pagada al precio de la energía en el mercado mayorista.
- **Recursos Energéticos Distribuidos (***Distributed Energy Resources (DER) Electric Vehicle - EV***):** Son programas donde el usuario aprovecha los dispositivos de generación o almacenamiento para participar en respuesta de la demanda, a partir de la inyección o consumo de energía de acuerdo a las necesidades del sistema.

Prosumidores: En las nuevas infraestructuras de la cadena de energía eléctrica asociadas a redes inteligentes los usuarios finales pueden participar del mercado como consumidores y a la vez como productores de energía; el término prosumidor fusiona las funciones de productor y consumidor para referirse a este fenómeno. Los nuevos roles de los usuarios finales cambian el panorama del mercado energético y plantean nuevos retos para los modelos de Negocios; las estrategias de gestión de la demanda deben dar respuesta a estas necesidades del mercado y del prosumidor.

Red inteligente: Una red inteligente es aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro. Para ello se emplean tecnologías de última generación en comunicación y automatización en las redes eléctricas.

Respuesta de la demanda (RD): Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos (Ley 1715 de 2014).

Servicios complementarios: Son funcionalidades provistas por generadores, cargas, equipos de transmisión, entre otros elementos de los sistemas eléctricos, que se requieren para soportar la operación confiable del sistema como Regulación de frecuencia, soporte de tensión, etc (CREG, 2010).

Sistema inteligente: Los sistemas inteligentes incorporan funciones de detección, actuación y control para describir y analizar una situación, y tomar decisiones basadas en los datos disponibles de forma predictiva o adaptativa, realizando así acciones inteligentes. En la mayoría de los casos, la "inteligencia" del sistema se puede atribuir al funcionamiento autónomo basado en el control de ciclo cerrado, la eficiencia energética y las capacidades de red.

RESPUESTA DE LA DEMANDA

Estrategia para la mitigación de Gases de efecto invernadero

El presente análisis se realiza en el marco de las actividades que adelanta Colombia Inteligente para habilitar y fomentar la transformación del sector eléctrico colombiano.

El propósito del análisis es identificar el potencial de demanda activa para la mitigación de GEI con base en la caracterización de la demanda de energía eléctrica y el análisis de escenarios para el diseño de programas que fomenten la participación activa de la demanda en el mercado eléctrico colombiano.

Ahora bien, establecer el comportamiento futuro de la demanda de energía eléctrica es una tarea compleja y aún más a nivel horario. En ese contexto, el ejercicio de potencial de demanda activa se soporta en la definición de un escenario base que considera la proyección de la demanda anual asociada a los compromisos COP21 y la definición de supuestos con base en la información disponible (el mejor dato disponible), experiencias nacionales (mercado, normativa y pilotos), juicio de expertos (empresas/entidades/academia) y referentes internacionales.

Se recomienda implementar la respuesta de la demanda como estrategia de mitigación GEI, para lo cual se requiere tres acciones principales:

1. **Empoderar al usuario:** profundizar en el conocimiento de los hábitos de consumo de los usuarios para lograr un mayor impacto de los programas RD y el fomento de actividades RD para lograr una cultura energética. Inicio de programa RD por tipo de cliente (Comercio → Industria → Residencial).
2. **Habilitar demanda activa:** implementar el marco político y reglamentario que permita la inserción ágil de los mecanismos de respuesta de la demanda.
   - Señal de precio: tarificación intra-diaria.
   - Masificar: habilitar la función agregador para optimizar el aporte de los programa RD (firmeza de la RD), la eficiencia operacional del sistema y la virtualización del servicio RD para apropiar la participación de los usuarios.
3. **Definir mecanismos RD:** Definir los criterios marco de los programas RD (atributos, incentivos, planes, línea base, seguimiento y monitoreo) y fomentar la estandarización de las funcionalidades RD.

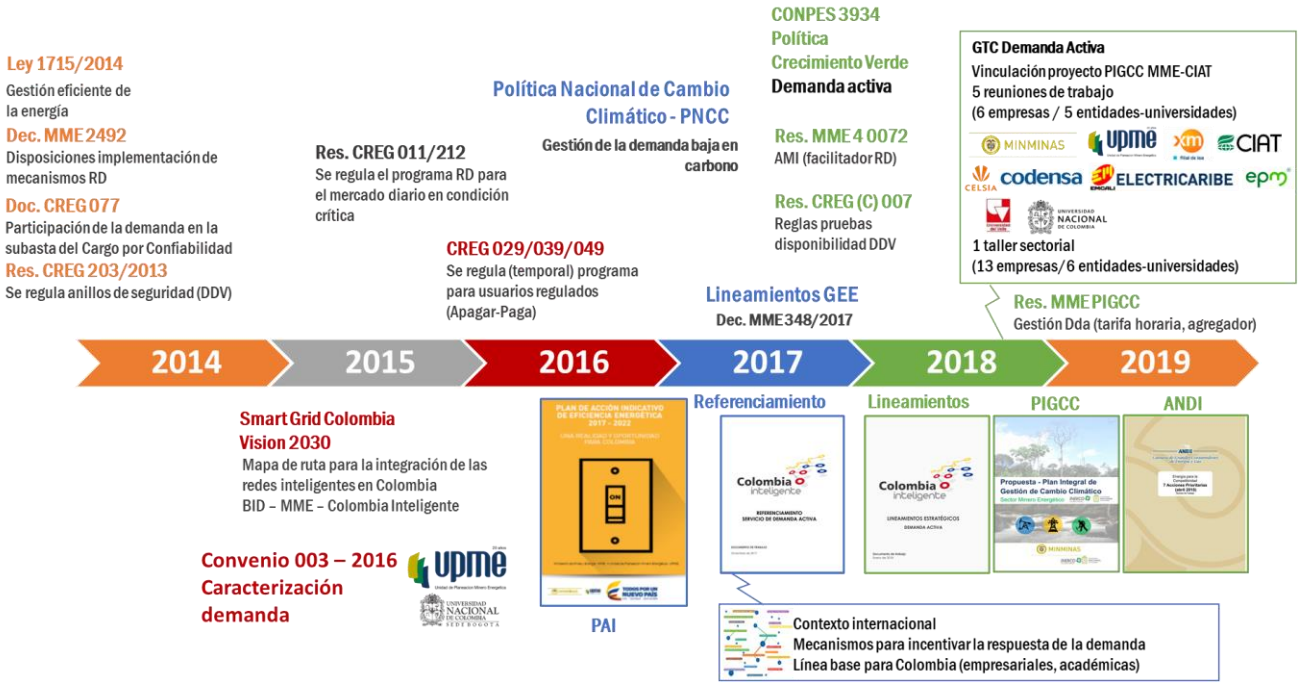
RESPUESTA DE LA DEMANDA
ESTRATEGIA PARA LA MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El desarrollo económico en Colombia ha venido acompañado del incremento del consumo de energía y con éste el aumento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Sin embargo, debido a cambios en la oferta tecnológica que buscan producir más con los mismos o menos recursos, teniendo en cuenta que los recursos energéticos son cada vez más escasos y más costosos, la apuesta es continuar con el crecimiento económico velando por un consumo de energía eficiente, esto en un contexto de responsabilidad medioambiental. En el país, las emisiones provenientes del consumo de electricidad son relativamente bajas, debido a que la principal fuente de generación de electricidad es la hidráulica. No obstante, teniendo en cuenta el compromiso de reducir las emisiones GEI proyectadas a 2030 adquirido por Colombia en la COP21, el sector eléctrico, juega un papel importante, según lo definido en el documento para la formulación del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático PIGCC, que tiene como objetivo enfrentar de manera temprana los riesgos que se originan en el cambio climático para el sector minero energético a través de los siguientes lineamientos:

- **Eficiencia energética:** Esta línea estratégica busca implementar medidas que lleven a un consumo energético sostenible y eficiente. La eficiencia energética se desarrollará como eje transversal en los sectores de energía eléctrica, hidrocarburos y minería.
- **Emisiones Fugitivas:** Esta línea busca promover una gestión adecuada de las emisiones fugitivas que se den en los procesos de extracción en el país, para aprovecharlas en otros fines. El aprovechamiento de las mismas puede presentar un beneficio económico para las empresas. Esta línea estratégica se empleará en la producción de gases y petróleo, y también se aplicará en la minería a cielo abierto.
- **Generación:** Esta línea estratégica promueve la diversificación de la matriz energética del país, la inclusión de autogeneradores mediante fuentes alternativas de energía; así mismo, busca que las Zonas no Interconectadas (ZNI) cambien la manera de generar electricidad y reduzcan su dependencia de los combustibles fósiles. También se busca que el desarrollo de las FNCE sea amigable con el medio ambiente.
- **Gestión de la Demanda:** Esta línea estratégica busca minimizar la diferencia en el consumo de energía eléctrica entre horas pico y horas valle. Así mismo, busca que la generación de energía en horas valle se haga a partir de fuentes no contaminantes, y que se implemente el uso de redes inteligentes, y tarifas variables en el tiempo. Además, se incluye el uso del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ) para electrodomésticos más eficientes.

En ese contexto, la iniciativa Colombia inteligente en el marco de su objetivo de ser un arquitecto estratégico promueve el desarrollo integral y eficiente de los sistemas inteligentes en Colombia para contribuir al acceso universal de la energía, a una participación activa de los ciudadanos, la productividad, la competitividad y el desarrollo sostenible del sector eléctrico y del país. En ese contexto, y con el apoyo de la oficina de Asuntos Sociales y Ambientales del Ministerio de Minas y Energía (MME) y el Centro de Investigación en Agricultura Tropical (CIAT), se emprendió el presente estudio, que tiene como objetivo identificar el potencial de demanda activa para la mitigación de GEI, cuarto lineamiento del PIGCC, con base en la caracterización de la demanda de energía eléctrica y el análisis de escenarios para el diseño de programas que fomenten la participación activa de la demanda en el mercado eléctrico colombiano.

En la siguiente figura se presenta la línea de tiempo en antecedentes políticos, normativos y regulatorios en temas relacionados con respuesta de la demanda en el país. Partiendo desde los lineamientos en gestión eficiente de la energía dictados por la Ley 1715 de 2014, resoluciones CREG asociadas a los mecanismos que han sido habilitados en el país como Demanda Desconectable Voluntaria y Apagar Paga, planes de la UPME, y documentos emitidos por el Ministerio de Minas y Energía.



En ese sentido, durante el año 2017 el GTC de demanda activa de Colombia Inteligente realizo un referenciamiento en el que se identificaron experiencias y lecciones aprendidas a nivel nacional e internacional, en la siguiente tabla se muestran los mecanismos de Respuesta de la Demanda (RD), tanto basados en precios como en incentivos, adaptados al contexto colombiano.

Tipo	Programa	Descripción
Precio	**Autónomo (AT)** *(real time)*	Información del precio de la energía en tiempo real (< 1 hora) y el usuario decide en que periodos de tiempo consume energía eléctrica.
	Cambio de Horario (CH) *(time of use)*	Se acuerda cambiar el uso de energía eléctrica de periodos picos del día a horas no pico y se ofrece menor precio de la energía o descuento (precios para diferentes periodos).
	Condición Critica (CC) *(Critical peak pricing)*	Se define un alto precio para desincentivar el consumo durante el periodo pico.
Incentivos	**Control Directo de Carga (CDC)** *(Direct load control)*	Se acuerda la desconexión automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
	Carga Interrumpible/ reducible (CIR) *(Interruptible and curtailable)*	Se acuerda la desconexión manual o de carga durante algún evento programado del usuario.
	Oferta mercado energía (ODE) *(Demand bidding / buyback)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) hace parte del despacho económico del sistema y se remunera la cantidad a precio de bolsa o a un precio acordado previamente
	Oferta servicios complementarios (ODC) *(Ancillary service market)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo)se ofrece al mercado de servicios complementarios (AGC) y se remunera la cantidad a precio de AGC
	Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) *(Reliability Market)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) acordada entre un generador con compromisos de Oferta de Energía Firme (OEF) y la demanda, y el generador la ofrece al mercado de confiabilidad (cargo por confiabilidad / ENFICC).

Tipo	Programa	Descripción
	Emergencia / Racionamiento (ER) *(Emergency demand response)*	Incentivo económico (pago / multa al precio de escases) a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse en el recurso energético o emergencia del sistema eléctrico.
	Sistema distribuido de energía (SDE) *(DER,EV)*	Incentivos para el uso de FNCER (AGPE / GD), almacenamiento o vehículo eléctrico (proceso carga / descarga) para participar en respuesta a la demanda (inyección o consumo de potencia / energía)

Para cumplir con el objetivo del estudio, se construyó un escenario base de transformación de la participación de la demanda de energía eléctrica, demanda activa, en el sistema eléctrico colombiano con la estructura metodológica de la siguiente figura, partiendo de la caracterización del comportamiento horario de la demanda a nivel regional, tipo de usuario y actividad económica, así como el aporte potencial de los mecanismos de respuesta de la demanda en la reducción o desplazamiento del consumo de energía eléctrica por los participantes, a partir de análisis cuantitativos y cualitativos del diseño de los mecanismos de respuesta de la demanda y del aporte de los mismos en la mitigación de GEI con base en el factor de emisión del sistema eléctrico. Finalmente, se valoran los costos y los beneficios de la implementación de los programas, construyendo recomendaciones que permitan habilitar la demanda activa en el país.

En la construcción del caso base se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

- Demanda de largo plazo: escenario COP21 (proyección UPME escenario Alto).
- Caracterización demanda: análisis histórico mercado (UR/UNR) y curvas tipo de consumo (6).
- Factor de inserción programas RD: Tasa incremento anual 5% (2017-2022), 10% (2022-2025), 20% (2025-2030).
- Tipos de programas RD: 10 programas, comportamiento horario (aporte pico ≈7%) y porcentaje de participación con base en el juicio de expertos (prioridad) y referentes internacionales.
- Costos de inversión: se consideran valores en función de experiencias nacionales y se asume que el costo del medidor avanzado hará parte del plan de implementación de la política AMI definida en la resolución MME 4 0072/2018.
- Precios de los programas RD: los precios están relacionados con los precios del sistema eléctrico colombiano (bolsa, contrato UR/UNR, escasez, AGC).
- Beneficios: se consideran ahorros potenciales por comercialización, pérdidas de energía y restricciones.
- Potenciales clientes: caracterización en función del registro de suscriptores en el SUI (región y tipo de cliente).

El aporte en términos de energía y de potencia de los mecanismos de respuesta de la demanda varía de acuerdo con su diseño y el nivel de participación de los usuarios. Para efectos del estudio se construyó el comportamiento esperado de los diferentes mecanismos de forma horaria, teniendo como base una reducción máxima del pico de potencia y de la demanda de energía para cada día como resultado del aporte de todos los mecanismos.

En una caracterización base, los usuarios de electricidad se dividen en dos grandes grupos denominados Usuarios Regulados (UR) y Usuarios No Regulados (UNR). El primer grupo consume alrededor del 67% del total de electricidad del país, agrupa principalmente los usuarios residenciales aunque también pequeñas instalaciones comerciales e industriales que no cumplen con las características para UNR, cuyos datos de caracterización resultan necesarios para identificar de manera más precisa la oportunidad de aporte en mecanismos RD. Sin embargo, como una primera aproximación, en ausencia de esta información, se asume que corresponde a usuarios residenciales de estratos 1 a 6. La demanda de electricidad para estos usuarios obedece principalmente a actividades básicas que permiten elevar la calidad de vida y otras denominadas de confort. En este sentido, el mayor potencial de aplicación de los mecanismos de RD se concentra en los consumos desplazables o reducibles manteniendo la calidad de vida y el nivel de confort para los participantes.

En tanto que el grupo denominado UNR con un consumo no despreciable de electricidad correspondiente al 33%, agrupa varios sectores económicos del país, los cuales se dividieron según los reportes realizados por el operador del mercado, XM: i) Agricultura, ganadería y silvicultura, ii) Comercio, hotelería y restaurantes, iii) Construcción, iv) Electricidad, gas de ciudad y agua, v) establecimientos financieros, seguros e inmuebles, vi) Explotación de minas y canteras, vii) industrias manufactureras, viii) servicios sociales, comunales y personales y ix) Transporte, almacenamiento y comunicación. Se concluyó que conocer el consumo eléctrico por cada sector no es suficiente para identificar el potencial de aporte a mecanismos RD, debido a lo heterogéneo de este grupo de usuarios.

A su vez para la caracterización particular de UR y UNR, se dividió el país en diez regiones y se identificó a cinco de ellas como las de mayor potencial para aplicación de mecanismos RD: región Centro, Antioquia, Costa norte, valle y oriente. Centro, Antioquia y Oriente con una demanda de electricidad similar para ambos tipos de usuarios, en tanto que en la Costa Norte el mayor consumo es debido a UR y en el Valle es mayor en UNR. Es claro que tanto los UR como los UNR presentan potencial de mecanismos RD, sin embargo es necesario caracterizar los comportamientos individuales debido a la diversidad existente en las actividades económicas y distribución geográfica.

Por otra parte, conocer la demanda eléctrica por sector productivo da una idea macro del potencial de aplicación de mecanismos RD, con lo que se podría deducir que a mayor consumo eléctrico, mayor potencial, sin embargo no fue el caso, debido a las características de los procesos de los diferentes sectores. Cada uno de ellos reúne variedad de actividades económicas cuya demanda eléctrica es visiblemente diferente una a otra. El análisis detallado de cada sector permitió identificar las actividades económicas con potencial de aplicación de mecanismos según el tipo de aporte, reduciendo (R) o desplazando (D) y el nivel de aporte, en la siguiente tabla se muestra una calificación en una escala entre ningún aporte ⊕ y muy alto aporte ⊕.

Paralelamente a los análisis de la información histórica de la demanda, se realizó un ejercicio sectorial colaborativo con el propósito de identificar el potencial de los programas RD y su nivel de prioridad de aplicación en Colombia. Se realizó un taller en la ciudad de Cali en conjunto con la Universidad del Valle y el Clúster de Suroccidente denominado "*Perfil de Programas de Respuesta de la Demanda: visión Colombia*". El taller contó con la participación de 58 personas pertenecientes a 19 empresas, instituciones y entidades. En él, se obtuvieron resultados en torno a los objetivos de los mecanismos de respuesta de la demanda para el país, resaltando suavizar el pico de la demanda y desplazar el consumo a otras horas del día.

Actividad	Descripción	Tipo
Agropecuario, silvicultura, caza y pesca (3,0%)	Germinación y siembra / Ferti-irrigación / Aprovechamiento y transporte	R-D / R-D / R-D
	Adecuación de terrenos	R-D
	Almacenamiento y conservación	R
Comercio, reparación, restaurantes y hoteles (6,4%)	Ascensores	R
	Recreación / Salones sociales / Zonas comunes / Parqueadero	R / R / R / R / R
	Habitaciones / Oficinas administrativas	R / R-D
	Aseo-Lavandería / Restaurante	R-D / R-D
Construcción (6,3%)	Instalaciones eléctricas / Acabados finales	R-D / R-D
	Adecuación terreno	-
	Tratamiento insumos construcción / Montaje y transformación	R-D / R-D
Electricidad, gas de ciudad y agua 1,7 %)	Captación	R-D
	Sistemas Tratamiento y saneamiento / Sistemas distribución	R / R-D
Explotación de minas y canteras (24,9 %)	Extracción y tratamiento inicial / Cargue y transporte	R-D / R-D
	Almacenamiento / Beneficio y transformación	R-D
	Sistemas auxiliares	-
Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios (5,1%)	Ascensores y escaleras eléctricas	R
	Oficinas	R-D
	Procesamiento y almacenamiento de datos	R-D
	Parqueadero	R
Servicios sociales, comunales y personales (8,3 %)	Ascensores / Equipos especiales / Laboratorios salud y de investigación	R-D / R-D / R-D
	Aseo-Lavandería / Habitaciones / Zonas comunes	R-D / R-D / R-D
	Quirófanos	-
	Oficinas administrativas / Salones comunales y aulas de clase	R-D
Transporte, almacenamiento y comunicación (1,9%)	Ascensores, escaleras eléctricas	R-D
	Zonas comunes / Procesamiento de información y redes comunicación	R-D / R-D
	Oficinas admon., taquillas venta , recepción mercancías y correo / Bodegas almacenamiento	R-D / R-D
Industrias manufacturera (42,4%)	Tratamiento y adecuación materias primas / Almacenamiento producto terminado / Transporte	R-D /R-D / R-D
	Pasteurización, homogenización, refrigeración	-
	Corte, molienda, prensado, laminado, pintura, lijado, secado, horneado	R-D
	Oficinas administrativas	R-D

Adicionalmente, según el concepto de los expertos, los sectores con mayor potencial para aplicar los mecanismos RD son el comercial y el industrial, con respecto a los tipos de cargas, aquellas más comunes son las relacionadas con climatización e iluminación. Otros atributos relevantes en el diseño de los mecanismos RD son el tipo de incentivos, en el que se considera pago por cantidad de kW reducidos y en cuanto a la penalización multas por incumplir los niveles de kW acordados. A su vez, los atributos de tiempo y frecuencia que deben tener los programas de RD, como por ejemplo la duración de los eventos y se recalcó la importancia de contar con una metodología de cálculo de la línea base acorde a los mecanismos a implementar, que permita realizar seguimiento y monitorear el nivel de participación. Por otra parte, en la ejecución del taller, se discutió acerca de la participación de los interesados respecto a las actividades de verificación, operación y planeación, así como el impacto potencial de los mecanismos RD para las curvas típicas del comportamiento de la demanda, información que se convirtió en insumo para construcción del escenario base de desarrollo de la demanda activa en el sector eléctrico colombiano.

El ejercicio colaborativo evidenció que el diseño de mecanismos de respuesta de la demanda requiere de la sintonía de diversos atributos para cumplir con los objetivos de los agentes de interés, el operador del sistema y el país. Al tiempo que satisfacen una serie de restricciones de carácter técnico y muchas veces culturales y sociales por parte de los participantes. En la siguiente tabla, se brindan lineamientos respecto a los criterios a considerar en el diseño de los mecanismos de respuesta de la demanda.

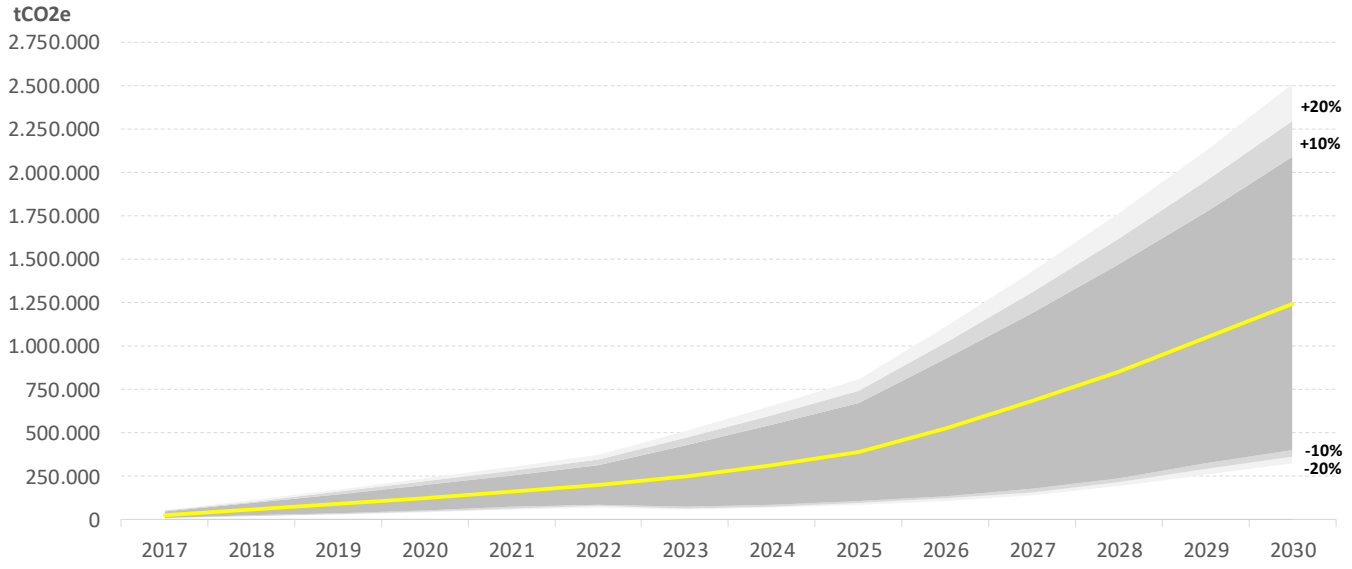
Programa	Mercado	Arquitectura	Incentivo	Seguimiento
Autónomo (AT) *(real time)*	• Residencial • Comercial • Instituciones	Señales de difusión (broadcast) dirigidas a cualquier recurso, esté o no disponible	**Recompensa** Ahorros en la factura **Penalización** Ninguna (Indirectamente aumento en la factura)	• 1 hora • Sin monitoreo • No se notifica disponibilidad
Cambio de horario (CH) *(time of use)*	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos)	**Recompensa** Ahorros en la factura **Penalización** Ninguna (Indirectamente aumento en la factura)	• 3 periodos (pico, intermedio, valle) • Sin monitoreo • No se notifica disponibilidad
Condición crítica (CC) *(critical peak pricing)*	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	**Recompensa** • Pago por evento • Pago por disponibilidad **Penalización** • Multa por evento no participado Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• En condiciones críticas (# de eventos, duración de eventos) • Desviaciones respecto a línea base • Establecimiento de una línea base
Control directo de carga (CDC) *(Direct Load Control)*	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	• Señales dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc)	**Recompensa** • Pago por evento • Pago por disponibilidad **Penalización** • Multa por evento no participado Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• Según condiciones del sistema precios o emisiones • Desconexión real • Reporte de disponibilidad por el usuario
Carga interrumpible/ reducible (CIR) *(Interruptible and curtailable)*	• Comercial • Industrial	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	**Recompensa** • Pago por evento • Pago por disponibilidad **Penalización** • Multa por evento no participado Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• Según condiciones del sistema precios o emisiones • Desconexión real • Reporte de disponibilidad por el usuario
Oferta mercado energía (ODE) *(Demand bidding / buyback)*	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	**Recompensa** Pago según oferta en el mercado **Penalización** Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• Según la oferta en el mercado • Desviaciones respecto a línea base • Establecimiento de una línea base, reporte de disponibilidad por el participante
Oferta servicios complementarios (ODC) *(Ancillary service market)*	• Comercial • Industrial	• Señales dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc)	**Recompensa** Pago según oferta en el mercado **Penalización** Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• Según la oferta en el mercado • Desconexión real • Reporte de disponibilidad por el participante
Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) *(Reability market, ENFICC)*	• Comercial • Industrial	• Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos)	**Recompensa** Pago según contratos bilaterales (Generador-Participante)	• Activación de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad • Desconexión real • Reporte de disponibilidad en el contrato.
Emergencia/Racionamiento (ER) *(Emergency demand response)*	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	**Recompensa** • Pago por evento • P2ago por disponibilidad **Penalización** • Multa por evento no participado • Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• Activación dependiendo condiciones del sistema • Desconexión real • Establecimiento de una línea base
Sistema Distribuido de Energía (SDE) *(DER, EV)*	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	**Recompensa** • Pago por evento • Pago por disponibilidad **Penalización** • Multa por evento no participado • Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	• Horario • Desviaciones respecto a la línea base • Establecimiento de una línea base

Con base en las actividades descritas, se construyó un escenario base con la información disponible la discusión de expertos y referentes internacionales, en el cual ante un aporte potencial en energía de los mecanismos RD de 2.533,8 GWh se lograría mitigar en el 2030 un total de 2.087.303 tCO2e. El aporte de los programas RD implicaría una participación estimada de cerca de 700.000 usuarios y una inversión de entre 179 y 275 millones de dólares. Ahora bien, existe una alta incertidumbre con respecto al comportamiento de los clientes y el inicio de los programas RD para establecer su aporte a las acciones de mitigación GEI y en ese sentido, se consideró sensibilizar respecto al nivel de participación de los clientes en los programas RD (ver la siguiente tabla).

Sensibilidad	Energía RD (GWh)	Mitigación GEI (tCO2e)	Clientes (#)	Ingresos RD (Millones USD)	Ahorros RD (Millones USD)	Costos (Millones USD)			B/C		
						Inferior	Promedio	Superior	Inferior	Promedio	Superior
-20%	2.027,0	1.669.842	563.653	339,3	50,7	143,3	181,6	220,0	2,7	2,1	1,8
-10%	2.280,4	1.878.572	634.082	381,7	57,0	161,2	204,3	247,5	2,7	2,1	1,8
Base	**2.533,8**	**2.087.303**	**704.501**	**424,1**	**63,4**	**179,1**	**227,0**	**275,0**	**2,7**	**2,1**	**1,8**
10%	2.787,1	2.296.033	774.934	466,5	69,7	197,0	249,7	302,5	2,7	2,1	1,8
20%	3.040,5	2.504.763	845.356	508,9	76,0	214,9	272,4	330,0	2,7	2,1	1,8

De la tabla anterior se puede observar que en el rango superior la cantidad de GEI que se podrían mitigar sería del orden de 2.504.763 tCO2e y en el caso inferior se podría mitigar 1.669.842 tCO2e a 2030.

En la siguiente figura se muestra el impacto sobre el potencial de mitigación GEI. En la zona gris oscura se presenta el caso base, cuyo límite inferior es calculado con el factor de emisión del sistema y el límite superior con un factor de emisión promedio térmico. Adicionalmente, se muestra en tonalidades más claras las sensibilidades respecto al nivel de participación de los clientes de ± 10% y ± 20%.



Basados en la caracterización de la demanda de energía eléctrica, y los resultados del potencial de respuesta de la demanda para mitigación de GEI, así como el conocimiento de los expertos integrantes del Grupo de Trabajo Colaborativo, se construyeron las recomendaciones en torno al empoderamiento del usuario, habilitadores de la demanda activa y diseño de los mecanismos RD y acciones prioritarias para la inserción ágil de los mecanismos se plantea su ejecución desde el 2018.

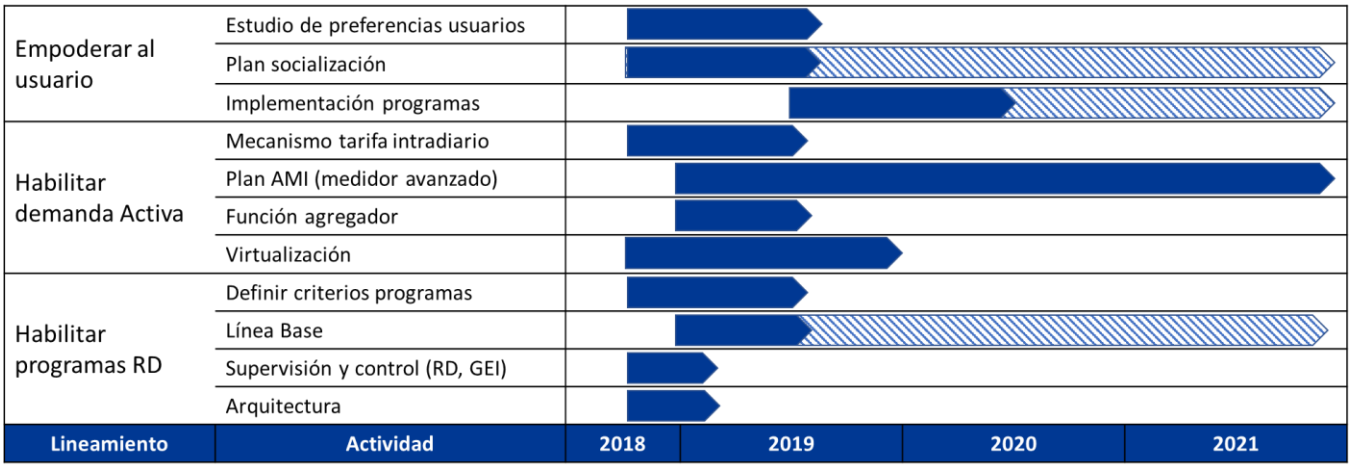
1. **Empoderar al usuario:** profundizar en el conocimiento de los hábitos de consumo de los usuarios para lograr un mayor impacto de los programas RD y el fomento de actividades RD para lograr una cultura energética. Inicio de programa RD por tipo de cliente (Comercio → Industria → Residencial).

2. **Habilitar demanda activa:** implementar el marco político y reglamentario que permita la inserción ágil de los mecanismos de respuesta de la demanda.
    - Señal de precio: tarificación intra-diaria.
    - Masificar: habilitar la función agregador para optimizar el aporte de los programas RD (firmeza de la RD), la eficiencia operacional del sistema y la virtualización del servicio RD para apropiar la participación de los usuarios.
3. **Definir mecanismos RD:** Definir los criterios marco de los programas RD (atributos, incentivos, planes, línea base, seguimiento y monitoreo) y fomentar la estandarización de las funcionalidades RD.

Finalmente, se proponen las acciones, actividades, roles y mapa de ruta para habilitar y fomentar la participación de la demanda en Colombia

Lineamiento	Acción	Actividad	Tiempo	R	A	C	I
Empoderar al usuario	Establecer las preferencias de los usuarios	Realizar estudio de preferencias de los usuarios respecto a los programas RD	1 año	Empresas Academia	Empresas	Participante	MME, CREG, UPME
	Fomentar la apropiación de la cultura energética	Diseñar plan de socialización y estrategia de comunicación de los programas RD	1 año	Empresa, Academia, MME, SSPD, UPME	MME	Empresas CI	Participantes
	Iniciar programas RD por tipo de cliente/región	Implementar estudios de caso de RD a nivel regional y/o tipo de clientes	1 año	Participantes, Empresa, MME,	MME	Empresas	UPME
Habilitar la demanda activa	Reglamentar e implementar habilitadores RD	Definir mecanismos para la aplicación de tarifas intradiarias a los participantes RD	6 meses	CREG Comercializador	CREG	XM, Comercializador	MME, SSDP
		Implementar medidores avanzados - Plan AMI (CREG AMI)	1 año	Empresas	CREG	participantes	MME, SSDP
	Fomentar la participación masiva de los clientes	Definir los lineamiento para prestar el servicio de agregador RD	6 meses	CREG	CREG	Empresas, MME, UPME, CI, XM	Participantes
		Desarrollar interfaces virtualizadas para la masificación de participantes RD	1 año	Empresas	Empresas	Empresas, UPME, CI, XM, MME	MME, SSDP
Habilitar programas RD	Definir los criterios marco de los programas RD	Definir atributos e incentivos (recompensa, penalización, planes tarifarios) de los programas de RD	1 año	CREG	CREG	MME, DNP, SSPD, SIC	Empresas, SSPD
		Establecer metodología de calculo de línea base (periodo, mecanismo de monitoreo, seguimiento y control)	6 meses	XM, CREG	CREG	Empresas	UPME, MME, SSPD
		Definir metodología de seguimiento y monitoreo RD y emisiones de GEI	6 meses	MME, UPME	MME	Empresas, XM	SSPD, participantes
	Fomentar la estandarización de las funcionalidades RD	Definir arquitectura para la operación y gestión de los programas RD	1 año	CON UPME	CREG	Universidades, empresas	UPME, MME, SSPD Proveedores, empresas

Igualmente, distribución en el tiempo de las acciones propuestas se muestra en la siguiente figura, partiendo de los estudios y actividades que permitan diseñar los mecanismos de respuesta de la demanda más apropiados para el país. Sin embargo, es necesario aclarar que el diseño debe obedecer a una tarea constante por los actores involucrados, partiendo de mecanismos simples y de fácil implementación por los usuarios, y evolucionando hacia mecanismos más complejos que maximicen los beneficios.



El documento se estructuró en 3 secciones:

1. **Antecedentes:** se detallan los compromisos de mitigación de emisiones adoptados por Colombia en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y como país miembro de la Conferencia de la Partes. En este sentido, se describen los compromisos por sectores y las líneas estratégicas que serán adoptadas. Una de estas está relacionada con la gestión eficiente de la demanda. Al respecto se describen las políticas orientadas a incentivar programas de respuesta de la demanda en el sector eléctrico. Se destacan en esta línea la Ley 1715 de 2014 que incentiva la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) al Sistema Energético Nacional y el decreto 348 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía que provee lineamientos para la gestión eficiente de la energía y la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. Finalmente, se describe el marco normativo de programas de respuesta de la demanda en Colombia y las experiencias en este tipo de mecanismos.
2. **Potencial de mitigación GEI:** se detalla la caracterización de demanda de energía eléctrica en Colombia. Dicha caracterización se realiza de forma anual, mensual, por regiones y por tipo de usuario. Posteriormente, se describe un escenario de potencial de los programas de respuesta a la demanda en el país, el cual se realizó teniendo en cuenta los diferentes mecanismos de respuesta de la demanda, y cuál sería su aplicabilidad en el contexto colombiano. La aplicabilidad de los planes de respuesta de la demanda se evaluó a través de un taller realizado en la ciudad de Cali. Con base en esta información, se procedió a evaluar el impacto de los programas de RD teniendo en cuenta 4 grupos de supuestos: caracterización de la demanda de energía eléctrica, tipos de participantes o clientes, tipos de mecanismos o programas y la valoración del escenario. Con estos supuestos se muestran los resultados tanto económicos, como de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y sensibilidades respecto al nivel de desarrollo de los programas RD.
3. **Acciones programa RD:** se describen las acciones a emprender por parte de las organizaciones (entidades, empresas o academia) con el objetivo de habilitar los mecanismos de respuesta de la demanda. En primer lugar se realizan recomendaciones en torno al empoderamiento del usuario, señal de precio intradiaria y herramientas para masificar la respuesta de la demanda, y recomendaciones para el diseño de los mecanismos en el contexto colombiano. Posteriormente, se brindan lineamientos respecto a los criterios para el diseño de dichos mecanismos.

A su vez, la inclusión de 4 anexos:

- Informe de referenciamiento de la participación activa de la demanda (Colombia Inteligente).
- Informe con los resultados del taller "Perfil programas RD: Visión Colombia" (Universidad del Valle).
- Propuesta de estrategias para la Gestión de la Demanda (DSM) (Universidad Nacional de Colombia).
- Propuesta metodológica para la construcción de una Línea Base de Consumo -LBC (XM).

CONTENIDO

I. Antecedentes 25
1. Compromisos de mitigación de emisiones del país 26
1.1. Compromisos País 26
1.2. Compromisos Sector Minero Energético 27
2. Marco Político en respuesta de la demanda 28
2.1. Ley 143 de 1994 29
2.2. Ley 1715 de 2014 29
2.3. Decreto 2492 del MME 2014 31
2.4. Decreto 348 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía 32
2.5. Lineamientos PIGCC 32
3. Marco normativo programas de respuesta de la demanda 33
3.1. Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) 33
3.2. Mercado de restricciones 37
3.3. Lineamientos PIGCC 38
3.4. Lineamientos estratégicos Colombia Inteligente 38
3.5. Lecciones aprendidas en respuesta de la demanda 42
II. Potencial de mitigación de GEI 45
1. Gases de efecto invernadero 46
1.1. GEI en el sector eléctrico 46
1.2. GEI por región y sector productivo 49
2. Caracterización de la demanda de energía eléctrica en Colombia 50
2.1. Demanda de energía eléctrica en el SIN 50
2.2. Demanda de energía eléctrica por regiones 52
2.3. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario 54
2.4. Caracterización energética de sectores económicos 58
3. Potencial de respuesta de la demanda en el país 108
3.1. Mecanismos de respuesta de la demanda 108
3.2. Supuestos evaluación de potencial de la gestión de la demanda 110
3.3. Escenario base 126
III. Acciones para fomentar programas RD 130
1. Recomendaciones 131
1.1. Empoderar al usuario 131
1.2. Habilitar demanda activa 132
1.3. Diseñar mecanismos de respuesta de la demanda 133
1.4. Mapa de Ruta para la implementación 133
2. Lineamientos para el diseño de Mecanismos de RD 134
BIBLIOGRAFÍA 138
ANEXO A. Referenciamiento demanda activa 141
ANEXO B. Resultados taller "Perfil programas RD: Visión Colombia" 142
ANEXO C. Estrategias para la Gestión de la Demanda (DSM) 143
ANEXO D. Propuesta metodológica Construcción de la Línea Base de Consumo (LBC) 144

FIGURAS

Figura 1 Línea de tiempo sobre políticas de respuesta a la demanda. 28
Figura 2. Relación entre las partes de la DDV. 34
Figura 3. Diagrama de flujo del funcionamiento de la DDV 34
Figura 4. Resultados ofertas DDV. 35
Figura 5. DDV contratada de reporte diario (MWh-día). 35
Figura 6. DDV contratada de reporte mensual. 36
Figura 7. Oferta de DDV mensual para los años 2016 y 2017. 36
Figura 8. Oferta DDV diaria. 37
Figura 9. Oferta RD diaria. 37
Figura 10 Oceanic Niño Index (ONI) 47
Figura 11 Evolución de emisiones y generación de energía eléctrica 48
Figura 12 Emisiones horarias normalizadas 48
Figura 13. Relación del consumo de electricidad 2017 con GEI. 49
Figura 14. Distribución de tecnología de generación de electricidad por región. 49
Figura 15. Comportamiento anual de la demanda. 51
Figura 16. Comportamiento mensual de la demanda. 51
Figura 17. Comportamiento anual de la demanda de energía por regiones. 52
Figura 18. Comportamiento mensual por regiones para los años 2013 a 2017. 54
Figura 19. Comportamiento anual de la demanda para usuarios regulados. 55
Figura 20. Comportamiento anual de la demanda para usuarios no regulados. 55
Figura 21. Comportamiento Mensual de la demanda por tipo de usuario para los años 2013 a 2017. 57
Figura 22. Comportamiento horario por tipo de mercado. 58
Figura 23. Comportamiento horario por actividad productiva. 58
Figura 24. Demanda electricidad (GWh) UR y UNR en proyección a 2030. 59
Figura 25. Demanda de Energía eléctrica por región 2016 y por usuario. 59
Figura 26. Distribución demanda energética y de electricidad para UR. 60
Figura 27. Distribución de consumo de energía eléctrica por sectores económicos enero 2018. 60
Figura 28. Distribución # empresas sectores económicos por región. 61
Figura 29. Participación por # empresas sectores económicos por región. 62
Figura 30. Distribución de uso de la electricidad por sector económico 63
Figura 31. Participación empresas de la agricultura por departamento 64
Figura 32. Participación de las regiones por actividad en el sector agropecuario. 65
Figura 33. Distribución actividad productivas representativas del sector agropecuario por depto. 65
Figura 34. Demanda de energía en algunos cultivos en particular 67
Figura 35. Distribución consumo eléctrico en actividades de ganadería lechera. 68
Figura 36. Participación # empresas sector comercio. 69
Figura 37. Participación de las regiones por actividad en el sector comercio. 70
Figura 38. Procesos de consumo energético en el sector terciario: Hoteles y restaurantes 71
Figura 39. Distribución por uso del consumo eléctrico en la actividad alojamiento. 71
Figura 40. Participación por departamento de empresas del sector construcción. 72
Figura 41. Distribución por región de Actividades en el sector Construcción. 73
Figura 42. Participación por depto de las principales actividades en el sector Construcción. 74
Figura 43. Distribución del consumo eléctrico en el sector de la construcción 75
Figura 44. Etapas del proceso de construcción de edificaciones 75
Figura 45. Distribución de consumo en las etapas de construcción de edificaciones 76
Figura 46. Participación por departamento de empresas del sector electricidad, gas y agua. 77
Figura 47. Participación de las regiones por actividad en el sector electricidad. 78
Figura 48. Distribución consumo eléctrico sector electricidad, gas de ciudad y agua 79
Figura 49. Esquema del sistema de distribución de electricidad. 79
Figura 50. Esquema básico de un sistema de abastecimiento de agua y alcantarillado. 80
Figura 51. Participación de los departamentos en el sector Explotación de minas y canteras. 81

Figura 52. Distribución por región de Actividades en el sector Explotación de minas y canteras.....82
Figura 53. Participación por depto de las principales actividades en el sector Explotación minas y canteras. Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018) 83
Figura 54. Operaciones involucradas en la explotación minera.....84
Figura 55. Participación empresas establecimientos financieros 85
Figura 56. Participación de las regiones por actividad en el sector Financiero. 86
Figura 57. Distribución actividad productivas representativas del sector financiero por depto. 87
Figura 58. Distribución por actividades consumo eléctrico sector financiero 88
Figura 59. Distribución consumo eléctrico sector financiero. 88
Figura 60. Participación del sector servicios sociales, comunales y personales por departamento. 89
Figura 61. Participación de las regiones por actividad en el sector Servicios sociales. 90
Figura 62. Distribución actividad productivas representativas del sector servicios sociales por depto. 91
Figura 63. Distribución actividades del sector servicios sociales. 92
Figura 64. Distribución usos de la electricidad en el sector de servicios. 92
Figura 65. Participación empresas sector Transporte por departamento. 94
Figura 66. Participación de las regiones por actividad en el sector Transporte. 95
Figura 67. Distribución actividad productivas representativas Transporte por depto. 95
Figura 68. Consumo electricidad sector transporte, almacenamiento y comunicaciones. 96
Figura 69. Participación de los departamentos en el sector Manufactura. 97
Figura 70. Participación de las regiones por actividad en el Manufactura. 98
Figura 71. Distribución actividad productivas representativas del sector Manufactura por depto. 98
Figura 72. Distribución del uso de electricidad en el sector manufactura 100
Figura 73. Distribución del consumo eléctrico en las actividades del sector manufactura. 101
Figura 74. Distribución promedio del consumo eléctrico en los subsectores manufactura. 102
Figura 75. Distribución consumo eléctrico en producción de cemento. 103
Figura 76. Principales operaciones de consumo de energía en la transformación de la madera. 104
Figura 77. Uso de la electricidad en alimentos y bebidas. 105
Figura 78. Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia. 108
Figura 79. Resultados encuesta de aplicabilidad de curvas de demanda 110
Figura 80. Hoja de ruta para los supuestos del impacto de los programas de RD. 111
Figura 81. Demanda anual vs. Factor de emisión. 112
Figura 82. Caracterización horaria de la demanda para UR y UNR. 113
Figura 83. Curvas de demanda para algunos operadores de red. 114
Figura 84. Tipos de usuarios según el comportamiento de la demanda diaria. 115
Figura 85. Demanda de electricidad para UR por regiones. 116
Figura 86. Demanda de electricidad para UNR por regiones. 116
Figura 87. Priorización de programas de RD (Sesión de trabajo). 118
Figura 88 Aporte horario mecanismos CC, DDV y ER. 119
Figura 89 Aporte horario mecanismo CH (ToU). 119
Figura 90. Aporte horario mecanismos AT (RT), CDC y CIR. 120
Figura 91 Aporte horario mecanismos ODE, ODC y SDE. 120
Figura 92. Precios promedios a los programas de RD. 126
Figura 93. Potencial de Mitigación de GEI. 128
Figura 94. Sensibilidad potencial de mitigación de GEI. 129
Figura 95. Mapa de ruta para la implementación. 134

TABLAS

Tabla 1. Actores del sector eléctrico y sus actividades de acuerdo a la Ley 143 de 1994. 29
Tabla 2. Nuevos roles de las entidades del gobierno Ley 1715 de 2004.....31
Tabla 3. Recomendaciones para fortalecer la participación activa de la demanda. 39
Tabla 4. Recomendaciones demanda activa en el mercado de energía eléctrica. 40
Tabla 5. Recomendaciones demanda activa para prestar servicios complementarios.....40
Tabla 6. Recomendaciones demanda activa en el cargo por confiabilidad. 41
Tabla 7. Recomendaciones para fortalecer la cultura energética y Establecer Gobernanza de datos. 41
Tabla 8. Temas emergentes para introducción de respuesta de la demanda. 43
Tabla 9. Beneficios identificados por EMCALI.....44
Tabla 10. Producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto. 44
Tabla 11 Meses de análisis 47
Tabla 12. GEI generado por sector productivo.....50
Tabla 13. Crecimiento de la demanda de energía por regiones. 52
Tabla 14. Convenciones actividades CIIU. 56
Tabla 15. Actividades económicas del sector Agricultura. 64
Tabla 16. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 66
Tabla 17. Usos de energía eléctrica en las actividades de agricultura. 66
Tabla 18. Aporte del sector Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca a mecanismos RD. 68
Tabla 19. Actividades económicas del sector comercio, reparación, restaurantes y hoteles. 69
Tabla 20. Distribución de las principales actividades sector comercio con potencial RD. 70
Tabla 21. Aporte del sector comercio, reparación, hotelería y restaurantes a mecanismos RD. 72
Tabla 22. Actividades económicas del sector Construcción.....73
Tabla 23. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 74
Tabla 24. Aporte del sector construcción a mecanismos RD. 76
Tabla 25. Actividades económicas del sector electricidad, gas de ciudad y agua. 77
Tabla 26. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 78
Tabla 27. Aporte del sector electricidad, gas y agua a mecanismos RD. 80
Tabla 28. Clasificación de los materiales del sector Explotación de minas y canteras. 81
Tabla 29. Actividades económicas del sector Explotación minas y canteras. 82
Tabla 30. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 83
Tabla 31. Equipos usados en la explotación de minas y canteras. 84
Tabla 32. Aporte del sector Explotación de minas y canteras a mecanismos RD. 85
Tabla 33. Actividades económicas del sector Financiero, seguros, inmobiliaria y servicios a empresas. .86
Tabla 34. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 87
Tabla 35. Aporte del sector establecimientos financieros a mecanismos RD. 89
Tabla 36. Actividades del sector Servicios sociales, comunales y personales. 90
Tabla 37. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 91
Tabla 38. Aporte del sector servicios sociales, comunales y personales a mecanismos RD. 93
Tabla 39. Actividades del sector transporte, almacenamiento y comunicación. 94
Tabla 40. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. 96
Tabla 41. Aporte del sector Transporte, almacenamiento y comunicación a mecanismos RD. 97
Tabla 42. Distribución de las principales actividades del sector manufactura con potencial RD. 99
Tabla 43. Usos finales de la energía en la industria. 99
Tabla 44. Actividades económicas del sector manufacturero con intensidades energéticas. 100
Tabla 45. Aporte del sector Manufactura a mecanismos RD. 106
Tabla 46. Programas de respuesta de la demanda. 108
Tabla 47.Proyección mensual de demanda de energía a 2030. 112
Tabla 48. Distribución de los usuarios regulados por regiones. 112
Tabla 49. Distribución de los usuarios no regulados por regiones. 113
Tabla 50. Actividades económicas que generan demanda a los operadores de red. 114
Tabla 51. Clasificación usuarios UNR sector económico. 116

Tabla 52. Caracterización de las regiones según el tipo de curva, para UR y UNR. *117*
Tabla 53. Porcentaje de aplicación de las curvas según tipo de programa de RD. *118*
Tabla 54. Escala cualitativa de aplicabilidad de las curvas tipo. *118*
Tabla 55. Factor de aporte horario para los programas de RD. *118*
Tabla 56. Número de suscriptores y energía consumida en el año 2017. ..... *121*
Tabla 57. Clasificación de suscriptores por regiones. *121*
Tabla 58. Consumo promedio mes por tipo y región (kWh-mes) *121*
Tabla 59. Cantidad de usuarios por regiones. *122*
Tabla 60. Participación esperada de energía disponible por tipo de cliente. *122*
Tabla 61. Aporte unitario (kWh-mes) escenario base. *122*
Tabla 62. Nivel de participación esperada de clientes por tipo y región (Número de clientes). *123*
Tabla 63. Cantidad de GWh esperados. *123*
Tabla 64. Estimación de costos de inversión y operación. *124*
Tabla 65. Tipo de dispositivo por clase usuario y región. *124*
Tabla 66. Número de usuarios y porcentaje, según tipo de dispositivo. *124*
Tabla 67. Costo total de implementar los programas de RD. *125*
Tabla 68. Beneficios a los usuarios de programa de RD por efecto en las restricciones (USD/MWh) *125*
Tabla 69. Precio de energía promedio en el mercado de energía. *125*
Tabla 70. Información Escenario base. *127*
Tabla 71. Número de clientes por regiones para el escenario base. *127*
Tabla 72. Escenario base para los programas de RD. *127*
Tabla 73. Mitigación de GEI, base anual. *128*
Tabla 74. Resultados del Escenario base. *129*
Tabla 75. Sensibilidades para el escenario base. *129*
Tabla 76. Recomendaciones Empoderamiento del Usuario. *131*
Tabla 77. Recomendaciones habilitar demanda activa. *132*
Tabla 78. Recomendaciones diseño de mecanismos RD. *133*
Tabla 79. Criterios de diseño de mecanismos RD. *135*

I

Antecedentes

En esta sección se detallan los compromisos de mitigación de emisiones adoptados por Colombia en el marco de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático y como país miembro de la Conferencia de la Partes. En este sentido, se describen los compromisos por sectores y las líneas estratégicas que serán adoptadas. Una de estas está relacionada con la gestión eficiente de la demanda. Al respecto se describen las políticas orientadas a incentivar programas de respuesta de la demanda en el sector eléctrico. Se destacan en esta línea la Ley 1715 de 2014 que incentiva la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) al Sistema Energético Nacional y los decretos 348 de 2017 y 2492 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía que provee lineamientos para la gestión eficiente de la energía y la entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala. Finalmente, se describe el marco normativo de programas de respuesta de la demanda en Colombia y las experiencias en este tipo de mecanismos.

1. Compromisos de mitigación de emisiones del país

La Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) nació en 1992, en la Cumbre de la Tierra de Río de Janeiro. En esta cumbre se buscaron métodos para estabilizar las concentraciones de Gases de Efecto Invernadero (GEI); para llevar a cabo esta actividad, la CMNUCC cuenta con una organización de máxima decisión denominada la Conferencia de las Partes (COP, por sus siglas en inglés). La COP tiene como función vigilar como se lleva a cabo el cumplimiento de los compromisos que se acordaron en la convención; además, desarrollar negociaciones entre los países miembros. Se han celebrado varias reuniones de la COP, la reunión número 21 fue celebrada en 2015 en Paris, en la cual se acordó "*establecer metas claras y ambiciosas que eviten que el planeta sobrepase el límite de 2 °C de calentamiento en relación con la temperatura preindustrial*" (Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible, 2018).

Colombia como miembro de la COP se comprometió a reducir en un 20% sus emisiones de GEI para el año 2030, a partir de un caso base (año 2010). Para cumplir con este compromiso, Colombia tiene los siguientes lineamientos en sus Contribuciones Nacionales Determinadas (NDC por sus siglas en inglés):

- **Transporte:** Mejorando el Transporte Público, haciendo que este sea amigable con el medio ambiente y promocionando métodos alternativos de transporte (bicicletas, vehículos eléctricos), e incluyendo un transporte de carga más eficiente, que incluya a las vías férreas y la utilización de ríos.
- **Vivienda:** Haciendo construcciones sostenibles mediante la utilización de materiales con menor huella de carbono, impulsando viviendas que sean de energía eficiente, y siguiendo cuidadosamente el POT (Plan de Ordenamiento Territorial).
- **Residuos:** Promoviendo el aprovechamiento y correcta gestión de los residuos sólidos, así como el tratamiento de aguas residuales.
- **Energía:** Hacer la producción de energía eléctrica más limpia mediante Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE) y una gestión más eficiente de la misma.
- **Hidrocarburos y minería:** Controlando las emisiones fugitivas de gases y promocionando la eficiencia energética para este sector.
- **Agricultura:** Usando los recursos de manera eficiente, e incentivando los sistemas alternativos de producción.
- **Industria:** A través de la gestión energética y logística sostenible, el aprovechamiento de los residuos industriales, clústeres, y especial el cuidado en los procesos productivos que tengan un buen potencial de mitigación.

1.1. Compromisos País

Colombia ha establecido compromisos nacionales ambiciosos y para ello se ha propuesto, abordar la problemática del cambio climático de la forma más balanceada posible, incluyendo la mitigación, la adaptación y los medios de implementación. Para alcanzarlos se conformó una Política Nacional de Cambio Climático en busca de avanzar hacia una senda de desarrollo resiliente al clima y baja en carbono definiendo los siguientes lineamientos estratégicos (MINAMBIENTE, 2017).

Como estrategias territoriales se definieron dos de desarrollo y una de manejo de ecosistemas:

(i) Estrategia de desarrollo urbano resiliente al clima y bajo en carbono.
(ii) Estrategia de desarrollo rural resiliente al clima y bajo en carbono.
(iii) Manejo de ecosistemas, dirigidas conjuntamente a mejorar la resiliencia al clima y la capacidad de mitigación de GEI del país.

Adicionalmente, se han definido dos estrategias sectoriales seleccionadas por el elevado efecto sobre el potencial de reducción de emisiones de GEI y de su potencialmente alta contribución a la mala adaptación vía la generación de nuevos riesgos climáticos a nivel nacional. Las estrategias son dos:

(i) Estrategia de desarrollo energético bajo en carbono y resiliente al clima.
(ii) Estrategia de infraestructura estratégica baja en carbono y resiliente al clima.

En resumen, la política presenta cinco estrategias, tres territoriales y dos sectoriales, que para su implementación se apoyan, a su vez, en cuatro líneas instrumentales:

(i) Estrategia de información y ciencia y tecnología.
(ii) Estrategia de educación, formación y sensibilización a públicos.
(iii) Estrategia de planificación de la gestión del cambio climático
(iv) Estrategia de financiación e instrumentos económicos.

En el caso particular del desarrollo minero-energético bajo en carbono y resiliente al clima, se definieron 6 líneas de acción como se describe a continuación:

- *Integrar en las políticas, instrumentos y regulación sobre expansión de la oferta energética eléctrica del país, los objetivos de adaptación ante los eventos climáticos, así como medidas de desarrollo bajo en carbono, minimizando aquellas que implican sacrificios entre objetivos.*
- *Evaluar la utilización de biocombustibles que aseguren una baja huella de carbono a lo largo de su ciclo de vida y prevengan potenciales impactos a los recursos hídricos, la seguridad alimentaria y a la biodiversidad.*
- *Promover mecanismos eficientes, incluidos instrumentos económicos, para la gestión de la demanda baja en carbono en los diferentes sectores.*
- *Incentivar la adecuada diversificación de la canasta energética, mediante instrumentos y tecnologías que reconozcan beneficios sobre la mitigación de GEI así como cobeneficios en la calidad del aire, resiliencia climática, acceso y seguridad energética, y, adicionalmente, generar estrategias de coordinación interinstitucional del Gobierno nacional que permitan la promoción y el desarrollo de proyectos relacionados con fuentes no convencionales de energía renovable.*
- *Fomentar el aprovechamiento de fuentes de energía renovables complementarias a las no renovables con el fin de asegurar el suministro confiable de energía eléctrica en zonas no interconectadas (ZNI), teniendo en consideración los principios de eficiencia y confiabilidad del sistema.*
- *Propender y promover la adecuada gestión de las emisiones fugitivas que se presentan durante las actividades en los sectores de minas y de hidrocarburos.*

Cabe destacar que dentro de las líneas de acción definidas, se plantea la gestión de la demanda, promoviendo mecanismos eficientes e instrumentos económicos como herramienta para mitigar emisiones de gases de efecto invernadero.

1.2. Compromisos Sector Minero Energético

Los compromisos del sector minero- energético en la mitigación de GEI, tienen las siguientes líneas estratégicas (Ministerio de Minas y Energía, 2018):

- **Eficiencia energética:** Esta línea estratégica busca implementar medidas que lleven a un consumo energético sostenible y eficiente. La eficiencia energética se desarrollará como eje transversal en los sectores de energía eléctrica, hidrocarburos y minería.
- **Emisiones Fugitivas:** Promueve una gestión adecuada de las emisiones fugitivas que se den en los procesos de extracción en el país, para aprovecharlas en otros fines. El aprovechamiento de las mismas puede presentar un beneficio económico para las empresas. Esta línea estratégica se

empleará en la producción de gases y petróleo, y también se aplicará en la minería a cielo abierto.

- **Generación:** Promueve la diversificación de la matriz energética del país, la inclusión de autogeneradores mediante fuentes alternativas de energía; así mismo, busca que las Zonas no Interconectadas (ZNI) cambien la manera de generar electricidad y reduzcan su dependencia de los combustibles fósiles. También se busca que el desarrollo de las FNCE sea amigable con el medio ambiente.
- **Gestión de la Demanda:** Busca minimizar la diferencia en el consumo de energía eléctrica entre horas pico y horas valle. Así mismo, busca que la generación de energía en horas valle se haga a partir de fuentes no contaminantes, y que se implemente el uso de redes inteligentes, y tarifas variables en el tiempo. Además, se incluye el uso del Reglamento Técnico de Etiquetado (RETIQ) para electrodomésticos más eficientes.

2. Marco Político en respuesta de la demanda

La respuesta a la demanda se define como el cambio en los hábitos de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios. Estos cambios se dan como respuesta a los cambios de precio de la electricidad en tiempo real, o pagos de incentivos que induzcan a un menor uso de esta, cuando se presenten precios elevados o se encuentre en riesgo la confiabilidad del sistema (Federal Energy Regulatory Commision, 2012).Hay tres acciones distintas en las cuales los usuarios pueden generar los cambios de respuesta a la demanda (Albadi & El-Saadany, 2008):

a) Los usuarios pueden reducir el uso de electricidad durante periodos críticos, cuando los precios son altos, sin cambiar su consumo durante los otros periodos.
b) Desplazando las actividades que implican un consumo de energía en horas pico hacia horas no pico.
c) Mediante el uso de Generación Distribuida.

En Colombia se han creado políticas que buscan inculcar la respuesta a la demanda en el sector eléctrico (ver Figura 1).

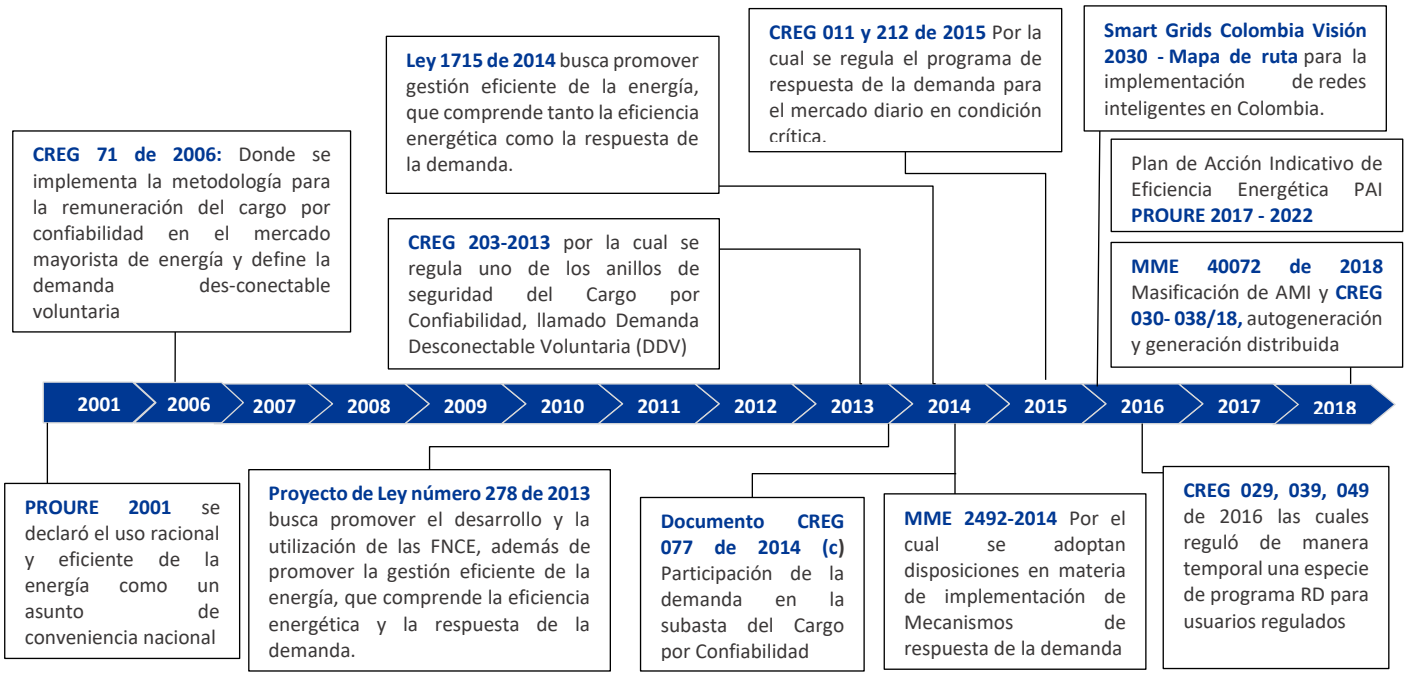


Figura 1 Línea de tiempo sobre políticas de respuesta a la demanda.
Fuente: Elaboración Propia.

2.1. Ley 143 de 1994

"Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, trasmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética."

El objetivo de esta ley es definir las funciones, responsabilidades y derechos de los diferentes actores del sector eléctrico. Esta ley también busca que las inversiones en el sector puedan ser hechas tanto por el sector público como por el sector privado. La Ley 143 de 1994 reglamenta la operación del SIN, las tarifas de acceso a las redes, y fomenta el desarrollo de una infraestructura eléctrica amigable con el medio ambiente.
Además, la Ley 143 definió los siguientes principios:

- El servicio debe cumplir con los requerimientos técnicos necesarios.
- Todos los usuarios serán tratados de igual manera, sean regulados o no. La prestación del servicio se hará al menor costo por medio de la utilización adecuada de los recursos.
- Los usuarios de mayores ingresos ayudarán a los usuarios de menos ingresos para que estos puedan pagar las tarifas de los consumos realizados.
- Todas las regiones del país tendrán una cobertura adecuada del servicio.
- El servicio deberá ser prestado sin interrupciones.

En la Tabla 1 se presentan los actores del sector eléctrico y sus actividades de acuerdo a Ley 143.

Tabla 1. Actores del sector eléctrico y sus actividades de acuerdo a la Ley 143 de 1994.
Fuente: Elaboración propia.

Rol	Actor sector eléctrico	Actividades
Dirección	Ministerio de Minas y Energía (MME)	Definir las políticas públicas que estén en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo (PND), a través de instrumentos como el CONPES (Consejo Nacional de Política Económica y Social).
		La sanción de decretos o proyectos de ley que se presenten ante el Congreso de la República.
Planeación	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Determinar los requerimientos de energía del país y con esto, la elaboración y actualización del plan de expansión del sector eléctrico, para satisfacer estos requerimientos.
		Calcular la rentabilidad de las exportaciones de energía.
Regulación	Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Adopción de resoluciones para la liberación del mercado.
		Definición de las reglas para la operación y planificación del sistema eléctrico y las tarifas para los usuarios regulados.
Vigilancia y Control	Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)	La principal función de la SSPD es vigilar y controlar las empresas de servicios públicos, evaluando la gestión administrativa, técnica, contable y financiera.

2.2. Ley 1715 de 2014

Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.

El Ministerio de Minas y Energía suscribió la Ley 1715 de 2014 mediante la cual se reguló la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional y a las zonas no interconectadas (ZNI), incentivando así la inversión, la investigación y el desarrollo del sector. Con la inclusión de las energías renovables en la matriz eléctrica se busca reducir las emisiones por gases de efecto invernadero (GEI), desarrollar y promover la eficiencia energética, aumentar la confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico nacional, así mismo se busca fomentar la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias. Finalmente, se pretende que los usuarios se vean involucrados en los programas de respuesta a la demanda. Estos objetivos se deben cumplir en concordancia con las políticas de energía

nacional y desarrollo sostenible; además, deben estar de acuerdo a las Leyes 142 y 143 de 1994. La Ley 1715 incluye entre sus disposiciones:

- La autorización a los autogeneradores a pequeña y gran escala a entregar sus excedentes a la red de distribución y/o transporte.
- La autorización del uso de sistemas de medición bidireccional y mecanismos simplificados de conexión y entrega de excedentes a los autogeneradores a pequeña escala.
- La venta de energía por parte de generadores distribuidos, entre otros.

Adicionalmente, promueve el desarrollo de proyectos basados en energías no convencionales mediante incentivos tributarios, arancelarios y contables.

Los autogeneradores y generadores distribuidos son dos actores que esta ley introduce al mercado eléctrico. Los autogeneradores, a gran o pequeña escala (el límite es 1MW, Resolución UPME 281 de 2015), pueden ser personas jurídicas o naturales que generen su propia electricidad. En caso de presentar sobrantes en la generación, estos pueden ser entregados a la red, bien sea en caso de escasez o no. Para la entrega de los excedentes de generación será la CREG quien establezca los procedimientos a seguir. Por otro lado, los generadores distribuidos estarán ubicados cerca a los usuarios finales y serán conectados al sistema de distribución local. Para lo anterior, las políticas públicas se acomodarán a las tendencias internacionales, con el fin de participar en el mercado internacional de carbono.

Los siguientes incentivos buscan que en las ZNI tengan independencia con respecto a los combustibles fósiles, además de promover investigación y desarrollo de nuevas tecnologías para la generación a partir de energías renovables:

- Reducir anualmente de su renta, por los 5 años siguientes al año gravable en que hayan realizado la inversión, el cincuenta por ciento (50%) del valor total de la inversión realizada.
- Los equipos que se utilicen para producir energía a través de FNCE estarán exentos del IVA
- La importación de maquinarias, materiales y equipos destinados a proyectos de FNCE estarán exentos de aranceles, esto se hará con la DIAN presentando la debida documentación y una autorización del MME.
- La tasa anual de depreciación de los equipos será máximo del 20% sobre el total de la inversión.

En cuanto a las FNCER se tiene:

- **Energía Solar:** El desarrollo de este tipo de energía se hará fomentando el uso de los autogeneradores y los generadores distribuidos, mediante el uso de paneles solares y medición neta en los proyectos de urbanización. Además, el gobierno pretende estimular que los usuarios de estrato 1,2, y 3 sean autogeneradores para sustituir el subsidio de tarifas. Será entonces el MME quien establezca las normas técnicas, para la correcta instalación de los paneles; además establecerá los criterios para entregar a la red los excedentes por este tipo de generación.
- **Biomasa**: Para el uso de esta tecnología en la generación de energía, se hará una clasificación de las zonas por medio del Plan Nacional de Desarrollo Forestal (PNDF), con el fin de conocer la forma de aprovechar los residuos, conservando las propiedades del suelo. Cuando no exista un PNDF se utilizarán todos los residuos. La biomasa forestal se clasificará por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, de acuerdo a su valor energético, teniendo en cuenta criterios ambientales, económicos y de sostenibilidad. Después de esto, será el MME quien reglamente el procedimiento que clasifique según la calidad, los combustibles sólidos de la biomasa.
- **Energía Eólica:** El gobierno promoverá el uso de esta energía en las ZNI, de nuevo es papel del MME establecer los requerimientos técnicos, y el papel del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible será el de instaurar los requerimientos ambientales para estas instalaciones.
- Para la energía **geotérmica, energía de los mares, y pequeñas centrales hidroeléctricas** el MME promocionará su uso y hará estudios para saber el potencial energético de estas fuentes;

además, definirá la participación de estas en el Mercado de Energía Mayorista y su conexión en las ZNI. Por otro lado, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, será el encargado de que estas energías sean usadas de forma sostenible y amigable con el ambiente.

Para el cumplimiento de estos objetivos las entidades del gobierno deberán tener nuevos roles; algunos de estos están en la Tabla 2:

Tabla 2. Nuevos roles de las entidades del gobierno Ley 1715 de 2004.
Fuente: Elaboración Propia

Entidad del gobierno	Roles
Ministerio de Minas y Energía (MME)	En un plazo de 12 meses deberá modificar la política energética en el país, en la cual se incluyan las FNCER en la generación de energías, de acuerdo con las leyes 142 y 143 de 1994.
	Establecerá los criterios técnicos para el uso de las FNCE (reglamentos y etiquetados de los equipos), y los pasos a seguir en caso de que se presenten excedentes de generación.
Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MADS)	Certificará y evaluará los beneficios ambientales que trae el uso de las FNCER para que los proyectos puedan acceder a los beneficios tributarios.
Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Definirá cuales son las FNCE además de las descritas anteriormente.
	Definirá los límites de potencia para clasificar a los autogeneradores de pequeña o gran escala.
	Realizará campañas para incentivar la eficiencia energética y la autogeneración de pequeña escala.
Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)	Dará los pasos a seguir en la comercialización de los excedentes de generación por parte de los autogeneradores.
	Simplificará lo procesos para aquellos autogeneradores que tengan una capacidad instalada menor a 5MW.
	Creará las regulaciones para promover la respuesta a la demanda y como mejorar la eficiencia en el Sistema Interconectado Nacional.
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)	Establecerá los mecanismos de evaluación para los proyectos, bien sea de adaptación, mejora de las instalaciones eléctricas y de hidrocarburos, además de los proyectos que cuenten con FNCER, para que estos sean amigables con el medio ambiente y ayuden a mejorar la seguridad en el suministro de electricidad.
Corporaciones Autónomas Regionales (CAR)	Estas entidades apoyarán por medio de la aceleración de permisos a los proyectos que usen FNCER, bien sea para generar o cogenerar energía; así mismo, apoyarán a la generación distribuida. Para que estos permisos sean otorgados los proyectos deberán tener un mínimo impacto ambiental y ayudar al desarrollo sostenible de la región.

Una vez las entidades anteriores empiecen a cumplir con sus nuevos roles, el gobierno podrá empezar a desarrollar sus proyectos y podrá encaminar a la política energética en el uso eficiente de la energía, además de la respuesta a la demanda. También se busca que se continúe con el programa PROURE (Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía).

2.3. Decreto 2492 del MME 2014

Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.

El decreto da lineamientos a la CREG para que incluya en los cargos de remuneración de la transmisión y la distribución tarifas horarias y/o canasta de tarifas; además, para que diseñe mecanismos para que la demanda participe directamente en el mercado mayorista. Así mismo, da lineamientos a la UPME para que integre mecanismos de respuesta de la demanda en sus planes de expansión.

2.4. Decreto 348 de 2017 del Ministerio de Minas y Energía

Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política pública en materia de gestión eficiente de la energía y entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala.

El decreto tiene como objetivo ampliar la capacidad de respaldo de energía, mediante la entrega de excedentes de generación, para poder atender a la demanda, incluso en épocas de escasez hídrica. Este decreto está ligado a la Ley 1715 de 2014 debido a que esta: "*Dispone que se debe promover la generación de energía eléctrica con Fuentes No Convencionales de Energía - FNCE, así como su gestión eficiente mediante la expedición de parámetros de política energética, regulación técnica y económica, lo mismo que, fijar los lineamientos en materia de entrega de excedentes de autogeneración a pequeña escala en el Sistema Interconectado Nacional, entre otros aspectos.*" (Ministerio de Minas y Energía., 2014)

También establece los requisitos para ser autogenerador a pequeña escala (Ministerio de Minas y Energía, 2017) como se indican a continuación:

a) La potencia instalada debe ser igual o inferior al límite máximo determinado por la UPME para la autogeneración a pequeña escala.
b) La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica se entrega para su propio consumo, sin necesidad de utilizar activos de uso del Sistema de Transmisión Regional y/o Sistemas de Distribución Local.
c) La cantidad de energía sobrante o excedente podrá ser cualquier porcentaje del valor de su consumo propio.
d) Los activos de generación pueden ser de propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por los propietarios o por terceros.

El decreto también establece las condiciones para que el autogenerador a pequeña escala entregue los excedentes de generación. Esto se hace conforme a los lineamientos de la CREG y acorde a la Ley 143 de 1994. Los requerimientos técnicos se hacen de acuerdo a lo estipulado por el RETIE. Así mismo, el autogenerador a pequeña escala no estará obligado a tener contratos de respaldo de disponibilidad.

La remuneración para los autogeneradores estará definida por la CREG y en caso de que usen FNCE los excedentes se reconocerán por medición bidireccional como créditos de energía. Estos excedentes deberán ser reportados a la UPME.

2.5. Lineamientos PIGCC

El documento para la formulación del Plan Integral de Gestión de Cambio Climático PIGCC tiene como objetivo enfrentar de manera temprana los riesgos que se originan en el cambio climático para el sector minero energético a través de los siguientes lineamientos:

- **Generación de energía:** Este lineamiento pretende diversificar la matriz energética, promocionando los auto-generadores y las FNCE. También busca la transformación de la generación de energía en las ZNI ya que esta depende de los combustibles fósiles. Este proceso de generación debe ser amigable con el medio ambiente, para el correcto desarrollo de los proyectos que involucren FNCE.
- **Eficiencia Energética:** Busca promover un consumo energético que sea sostenible y eficiente. Lo anterior se hace como eje transversal a los sectores de energía, hidrocarburos y minería.
- **Emisiones Fugitivas:** Estas se dan principalmente en el sector de hidrocarburos y la minería a cielo abierto. Lo que se busca con este lineamiento es aprovechar el gas que se captura en otros fines, para que las actividades del sector sean sostenibles.
- **Gestión de la Demanda:** La gestión de la demanda pretende reducir la diferencia de consumo de electricidad entre las horas pico y las horas valle, promocionando el uso de redes inteligentes y tarifas dinámicas. Con la gestión de la demanda también se pretende usar el reglamento técnico de etiquetado para electrodomésticos más eficientes.

3. Marco normativo programas de respuesta de la demanda

En Colombia se han venido adelantando estudios y propuestas para aprovechar los beneficios de la respuesta de la demanda en el contexto nacional. En este numeral se analizarán varios elementos con respecto a este tema. Se realiza un levantamiento de la línea base en políticas públicas y regulación en la temática, asó como lecciones aprendidas (ver Figura 1 para revisar línea del tiempo de las políticas públicas).

3.1. Demanda Desconectable Voluntaria (DDV)

Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) se define en la Resolución CREG 071 de 2006 en el capítulo siete (VII) artículo 73 así: "*Artículo 73 Objeto. Mediante el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntariamente un generador que anticipe que su energía no es suficiente para cumplir con sus Obligaciones de Energía Firme, podrá negociar con los usuarios, por medio de sus comercializadores, la reducción voluntaria de la demanda de energía. Esta negociación se efectuará a través de un mecanismo cuyo funcionamiento será definido por la CREG en resolución aparte.* ''

De la definición anterior se tienen los siguientes rasgos:

- La desconexión de demanda es voluntaria y por lo tanto los generadores como compradores y los comercializadores como oferentes pueden optar por participar.

- Se utilizaría cuando un generador anticipe que requiere energía firme para cumplir con su Oferta de Energía Firme.

Tanto los mecanismos de DDV como los mecanismos de respuesta a la demanda buscan la disminución en los consumos de los usuarios interesados en participar voluntariamente en el mecanismo de Demanda Desconectable, por medio de acuerdos que se realizan con el comercializador de energía, este es quien los representa ante el MEM.

El mecanismo de DDV tiene las siguientes características:

- El producto final de este procedimiento es la cantidad de energía reducida por parte de un comercializador en un día (kWh-día).
- Los participantes de la DDV son los generadores que hacen el papel de compradores y los comercializadores hacen el papel de vendedores. También participan el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) para las transacciones de índole comercial y el operador del sistema (CND) para hacer la coordinación operativa.

En la resolución (en consulta) CREG 07 de 2018 están estipuladas las normas para regular las pruebas de disponibilidad de la DDV.

En la Figura 2 se detallan las funciones de los participantes del DDV y su relación. Además, en la Figura 3 se presenta un diagrama de flujo que indica el procedimiento para el correcto funcionamiento de la DDV.

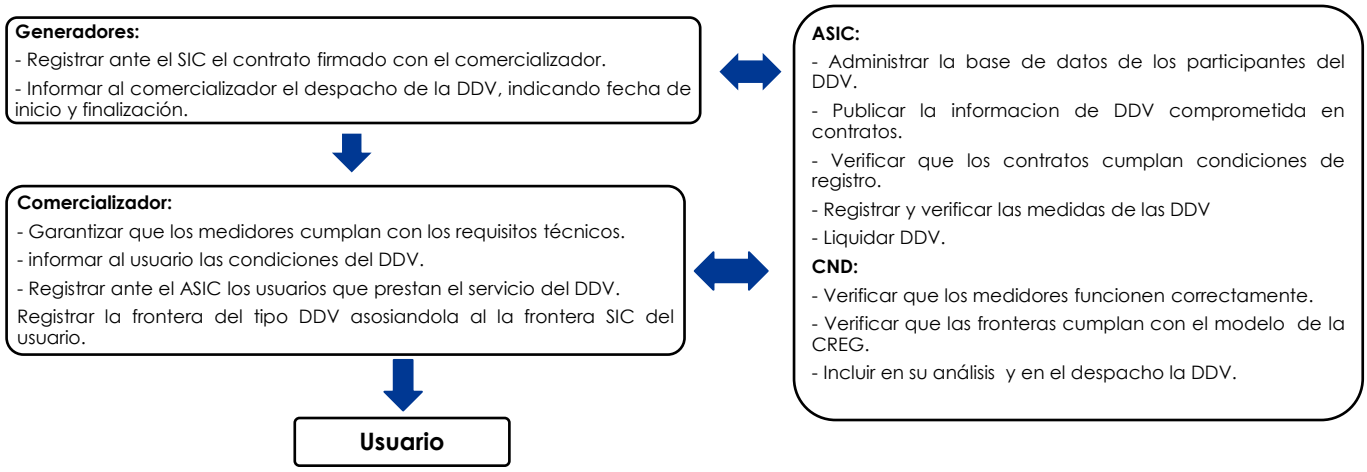


Figura 2. Relación entre las partes de la DDV.
Fuente: Adaptado de (Comision Reguladora de Energía y Gas, 2008)

A partir de abril de 2016, XM ha reportado el comportamiento de las ofertas de DDV en el mercado eléctrico los cuales se muestran en la Figura 4. Alcanzando 52.194 MWh para Porce III en el mes de junio del año 2016.

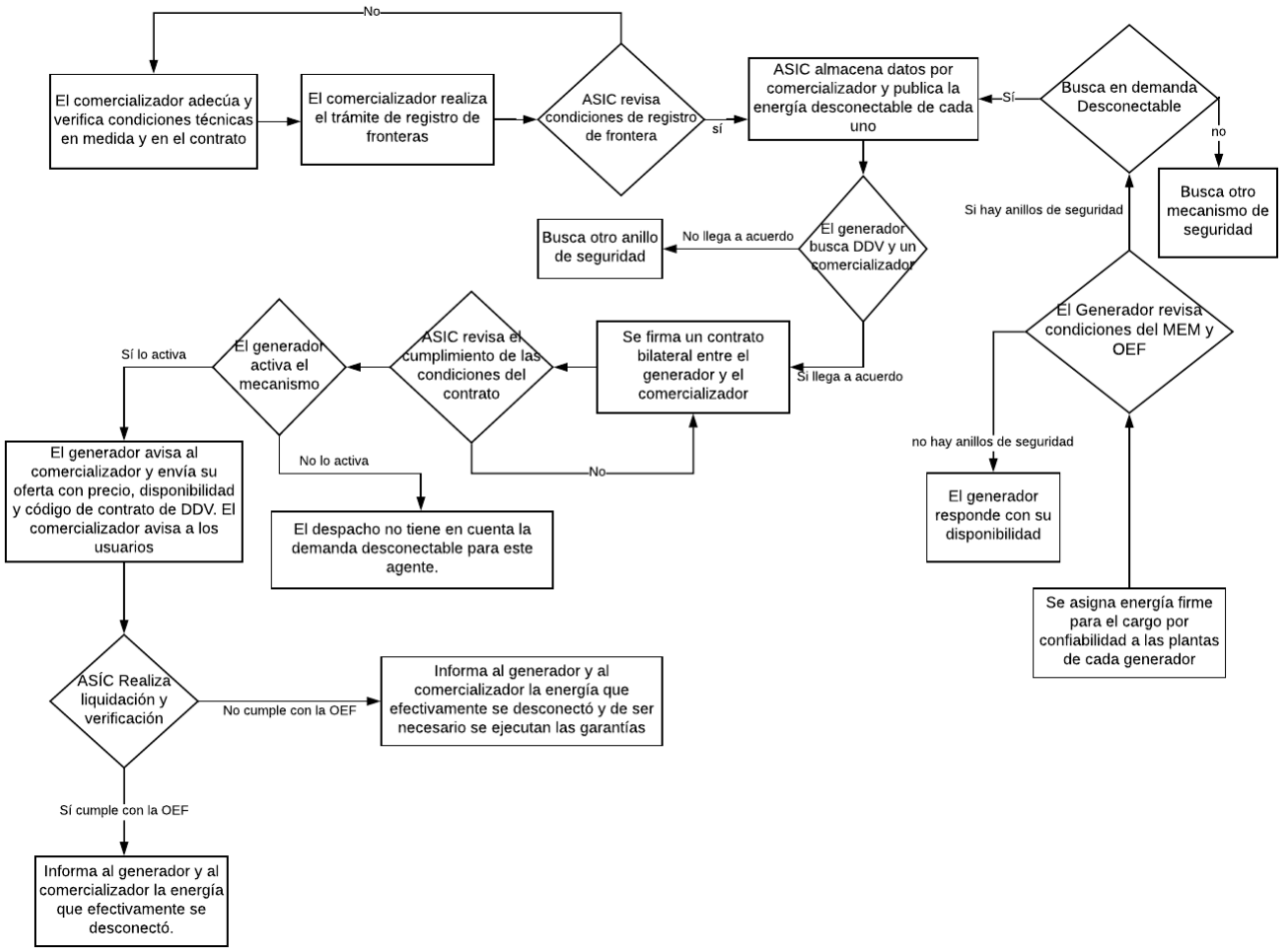


Figura 3. Diagrama de flujo del funcionamiento de la DDV
Fuente: adaptada de (Comision Reguladora de Energía y Gas, 2008).

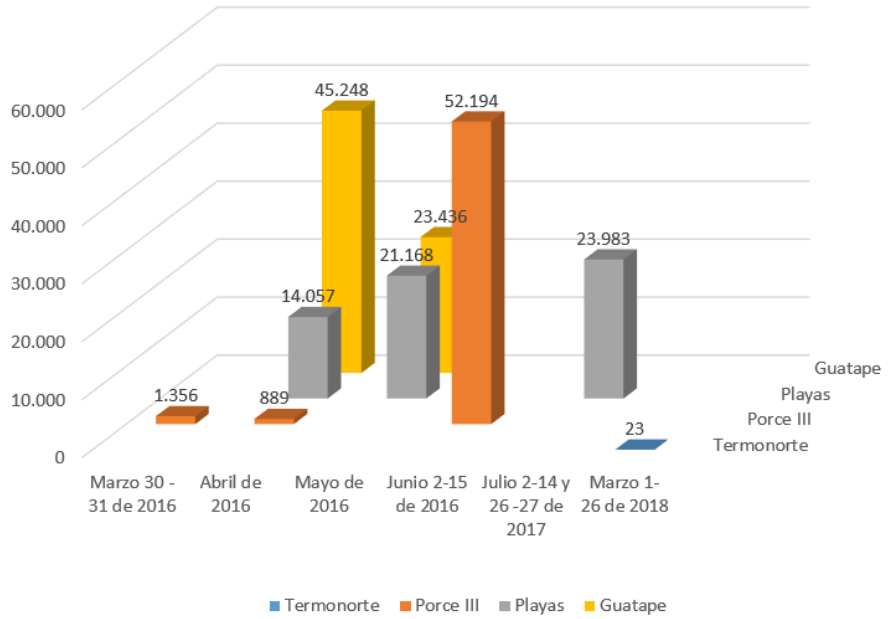


Figura 4. Resultados ofertas DDV.
Fuente Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

En la Figura 4 se puede observar que en abril de 2016 los recursos Porce III, Playas y Guatapé hicieron ofertas DDV, siendo Guatapé el recurso que más ofreció con 45.248 MW/h mes. En mayo de 2016 Guatapé también fue el recurso con mayor oferta, mientras que en los meses de marzo y junio de 2016 solo el recurso Porce III ofertó DDV, siendo este último mes el de mayor oferta con 52193 Mw/h mes. Por otro lado, en marzo del 2018 solamente hubo una oferta de Termonorte por 22,99 MW/h mes.

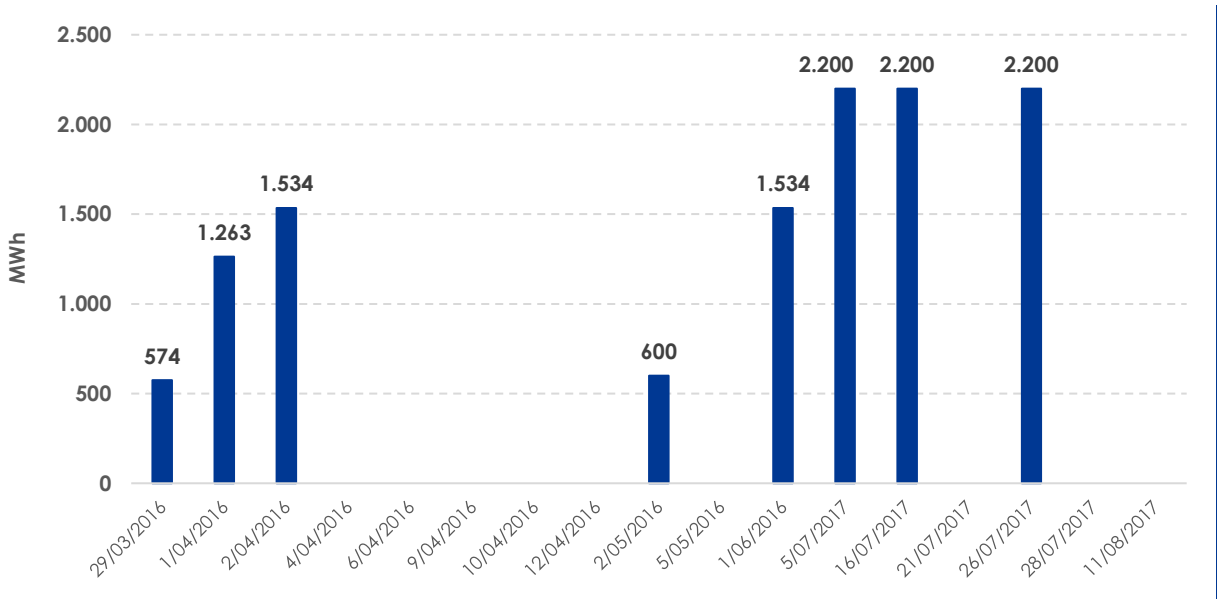


Figura 5. DDV contratada de reporte diario (MWh-día).
Fuente Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

En la Figura 5 se puede observar la DDV contratada de reporte diario, donde los días con mayor DDV contratada pertenecen al mes de Julio de 2017. Siendo el mes de abril un mes donde no hubo DDV contratada.

En la Figura 6 se puede ver la DDV Contratada de reporte mensual donde el mes con más MWh contratados es abril de 2016 con 155.990 MWh-mes.

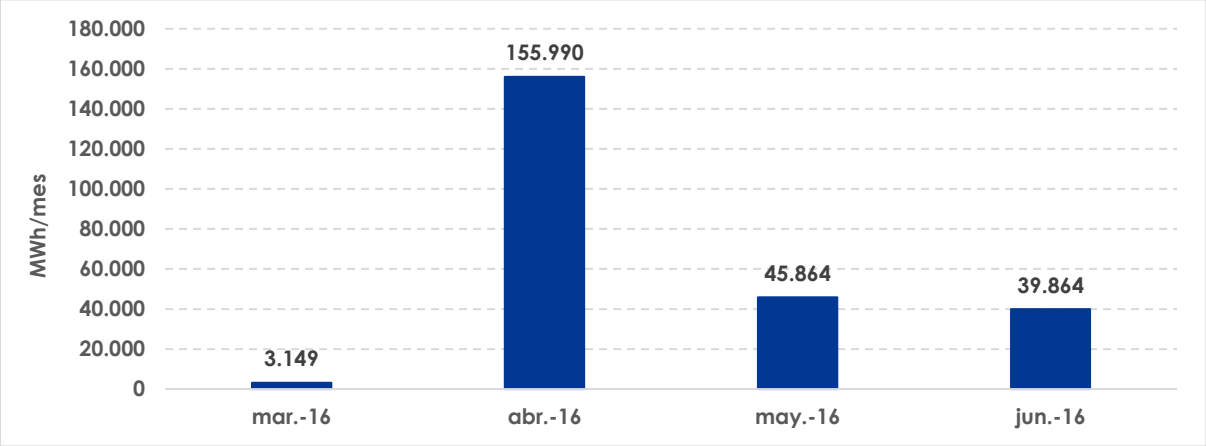


Figura 6. DDV contratada de reporte mensual.
Fuente Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

En la Figura 7 se puede observar que las mayores ofertas DDV se hicieron en el mes de marzo de 2016 por parte de AES CHIVOR & C.I.A S.C.A E.S.P.; mientras que en el 2017 no se hicieron ofertas DDV.

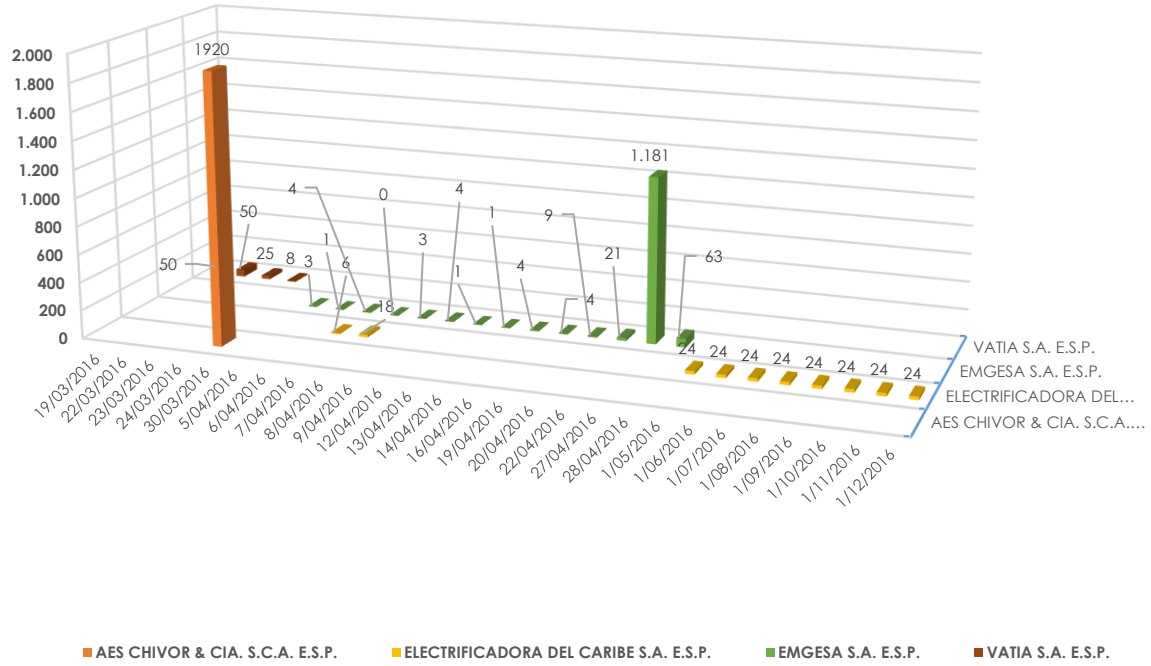


Figura 7. Oferta de DDV mensual para los años 2016 y 2017.
Fuente Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

En la Figura 8 se muestra la oferta de Demanda Descontable Voluntaria (DDV) diaria. Se puede observar que el día 13 de abril de 2016 fue cuando más DDV hora a hora se ofertó al mercado; mientras marzo de 2018 fue el mes con menos oferta de DDV.

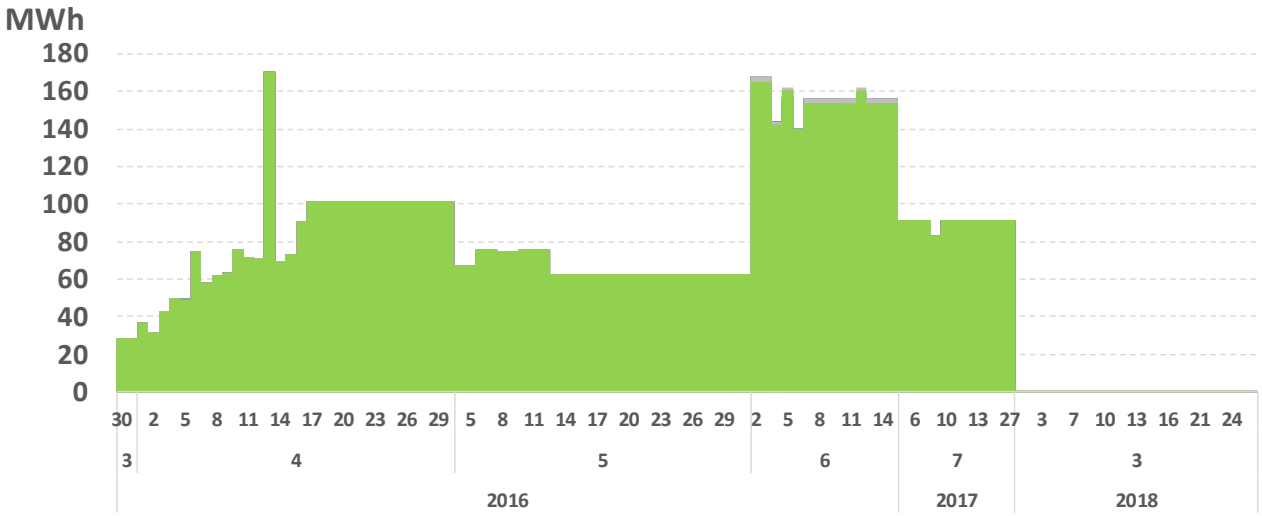


Figura 8. Oferta DDV diaria.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

En la *Figura 9* se muestra la oferta del programa Reducción de Demanda (RD) en el mercado colombiano en el 2016, alcanzando ofertas de hasta 75 MWh y precios máximos de alrededor de 425 $/kWh.

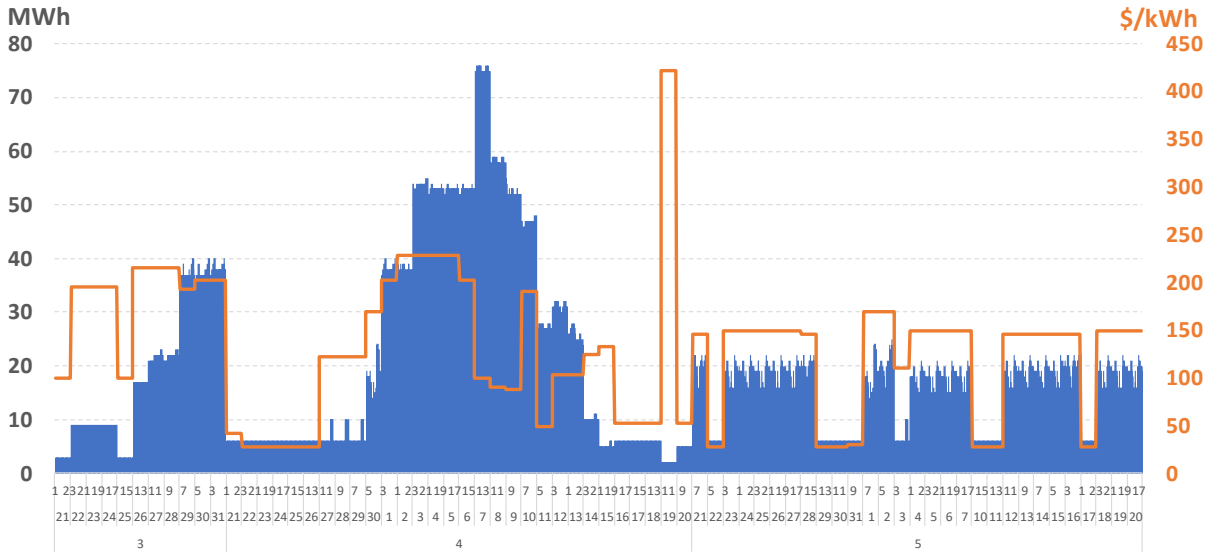


Figura 9. Oferta RD diaria.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

3.2. Mercado de restricciones

La resolución CREG 063 de 2000 define la generación de seguridad como (Comision Reguladora de Energia y Gas, 2000): "*Generación forzada requerida para suplir las Restricciones Eléctricas u Operativas del SIN*". Esta generación es la que participa en el mercado de restricciones y se utiliza para garantizar condiciones de seguridad y confiabilidad en el despacho. Desde el punto de vista de gestión de la demanda es posible que esta pueda participar de forma activa para aliviar restricciones en SIN; sin embargo, actualmente no hay una normativa para su participación.

3.3. Lineamientos PIGCC

De acuerdo con las actividades realizadas en el marco de la construcción del PIGCC se consideraron algunas medidas para implementar la gestión en la demanda:

1. Cambio tecnológico: Esta medida se refiere al mejoramiento de las condiciones de mercado para impulsar el uso de nuevas tecnologías, que sean más eficientes. Para estimular el cambio de tecnologías se pueden implementar las siguientes acciones:

    - Informar periódicamente al usuario final sobre los beneficios del reemplazo de tecnologías viejas por tecnología más eficiente.
    - La utilización de la factura de energía como un medio de enseñar al usuario a usar de forma racional el servicio.
    - Ampliar la cobertura del RETIQ (Reglamento Técnico de Etiquetado) a todos los equipos de alto consumo en el sector residencial y comercial.
    - Concientizar al usuario a cerca de los resultados positivos de cambiar los equipos por unos más ahorradores.
    - Realizar alianzas estratégicas entre fabricantes de nuevas tecnologías y comercializadores para impulsar el uso de este tipo de tecnologías en los usuarios finales.
2. Almacenamiento y generación de energía eléctrica en sitio: El objetivo de este ítem es bajar la demanda de la red en las horas pico, y así aplanar la curva de carga diaria, esta disminución se puede dar por el uso de baterías en las instalaciones del usuario final y beneficios en la reducción de costos de energía para el usuario e Independencia de la red.

3. Energía prepago: Esta funciona a través de medidores especiales, que dan alerta a los usuarios finales cuando queda poco saldo de energía, para que estos recarguen con antelación la energía que quieren recibir.

4. Agregadores: Estos agentes dinamizan el mercado, pues agrupan a los consumidores permitiéndoles participar. Los agregadores pueden ser públicos o privados y se encargan de sumar cargas individuales para presentarlas como un paquete unificado frente al sistema (Cappers, Goldman, & Kathan , 2010). El efecto de estos es activar los contratos en el MEM e incentivar en los usuarios programas de respuesta a la demanda.

3.4. Lineamientos estratégicos Colombia Inteligente

Como resultado de las jornadas de discusión del grupo de trabajo colaborativo de Colombia Inteligente en demanda activa, investigaciones académicas, análisis de las experiencias internacionales y las actividades y aprendizajes realizados por las empresas en el país, se proponen recomendaciones de alto nivel para fortalecer la participación activa de la demanda en el sector eléctrico colombiano.

El objetivo de dichas recomendaciones es abrir las discusiones con otros actores en el país, para definir acciones en el corto y mediano plazo. En ese contexto, se describen las recomendaciones en:

a) Acciones habilitadoras para fortalecer la participación activa de la demanda.
b) Promover participación de la demanda activa en el mercado de energía eléctrica.
c) Promover participación de la demanda activa para prestar servicios complementarios.
d) Promover participación de la demanda activa en el cargo por confiabilidad.
e) Fortalecer la cultura energética y Establecer Gobernanza de datos

A continuación, se describen cada una de ellas.

3.4.1. Acciones habilitadoras para fortalecer la participación activa de la demanda

De acuerdo con la actualidad normativa y las experiencias a nivel nacional, se requiere emprender acciones orientadas a el diseño de una arquitectura apropiada para la participación de la demanda, la masificación del AMI (Decreto MME), la habilitación de tarifas intra-diarias, los mecanismos de remuneración y focalización de los programas de eficiencia energética. En la Tabla 3 se describen acciones identificadas para fortalecer la participación activa de la demanda.

Tabla 3. Recomendaciones para fortalecer la participación activa de la demanda.
Fuente: Elaboración propia.

Recomendación	Descripción	Beneficio
Definir arquitectura y estándar para la participación de la demanda	Con este tipo de sistemas se garantiza el desempeño técnico de las soluciones propuestas, mientras se vela por la interoperabilidad de los equipos elegidos por el usuario (por ejemplo, esquemas OPENADR para la apropiación e implementación de la demanda activa en los diferentes servicios)	Eficiencia en la planeación, adquisición y operación de tecnología
Promover la masificación de infraestructura de medición avanzada (AMI)	Disponer de forma masiva la infraestructura de medición avanzada permitirá un rápido aprendizaje y madurez para la participación de cualquier usuario en el sistema, en especial se convierte en un habilitador para la participación activa de la demanda	Disponer de información pertinente y oportuna para la toma de decisiones tanto para el usuario final como para otros agentes
Habilitar y fomentar el uso de tarifas intra-diarias por parte de la demanda	La disponibilidad de precios de la energía eléctrica en periodos intra-diarios ayudaría a gestionar los picos de carga, desplazando el consumo hacia horas con mayor disponibilidad de recursos de menor costo A su vez, se deberá considerar la resolución intra-diaria de otros conceptos tales como restricciones, los cargos STN, STR, entre otros	Eficiencia para la identificación de precios que incentiven la participación de la demanda
Actualizar los mecanismos para habilitar la oferta del servicio de "demanda" en el mercado	Los mecanismos de remuneración y asignación de los ingresos para garantizar la participación igualitaria entre la oferta (generadores) y la demanda en los mercados que participaría activamente la demanda. A su vez, los mecanismos deberán evitar el comportamiento estratégico y especulativo de las ofertas por parte de cualquier agente generador o demanda	Viabilizar financieramente los programas de respuesta de la demanda
Incentivar el desarrollo de programas híbridos de respuesta demanda y suministro de energía	Incentivar tecnologías de generación limpia y/o renovable, así como tecnologías de almacenamiento de energía para complementar la respuesta de la demanda	Viabilizar financieramente los programas de respuesta de la demanda
Focalizar programas de eficiencia energética	Establecer metas para optimizar el uso racional de la demanda de energía eléctrica proyectada a través de incentivos por la actualización tecnológica en los equipos de uso final y la sustitución de energéticos ineficientes	Desplazar inversiones de expansión como señal de mediano y largo plazo
Gestionar eficientemente la red	Promover una gestión de red activa por los operadores de red con la flexibilidad de la demanda en los servicios de red local.	Aplazar o evitar inversiones en expansión de la red

3.4.2. *Promover la participación de la demanda activa en el mercado de energía eléctrica*

De acuerdo con las investigaciones adelantadas a nivel nacional, y la experiencia de países como Estados Unidos, la participación de la demanda en mercados de energía puede incentivar la competencia con beneficios para el sistema. En la Tabla 4 se muestran las recomendaciones para promover la participación de la demanda activa en el mercado de energía eléctrica.

Tabla 4. Recomendaciones demanda activa en el mercado de energía eléctrica.
Fuente: Elaboración propia.

Recomendación	Descripción	Beneficio
Definir criterios técnicos para la oferta de la demanda	Revisar requerimientos técnicos para que la demanda activa participe en las ofertas en el mercado de energía y la formalización del mercado con despacho vinculante	Definición de criterios claros para garantizar el diseño de una oferta competitiva
Homologar condiciones de participación	Establecer condiciones simétricas entre generadores y la demanda para la participación en el mercado de energía	Neutralidad y eficiencia entre los oferentes
Definir representación de la demanda ante el mercado	Habilitar y definir los roles y responsabilidades de un agente para el cumplimiento en metas de demanda despachable, asignación de garantías, desviaciones y compensaciones a los actores del mercado, así como permitir la agregación de la demanda y habilitar su participación en el mercado sujeto al cumplimiento de garantías y solvencia financiera	Garantizar la participación eficiente de la demanda (diseño o construcción de una demanda individual o grupal que maximice el aporte al sistema)
Definir mecanismo de oferta del recurso demanda	Estandarizar formato de oferta para los recursos de respuesta de la demanda	Asignación eficiente de ofertas comparables para la optimización del despacho económico del sistema
Promover la estandarización de contratos	Estandarizar contratos entre los representantes de la demanda ante el mercado y los usuarios, con reglas de mercado y reglas de negocio que incentiven la participación en el mercado de repuesta de la demanda	Aumento en la eficiencia y negociación de productos transables

3.4.3. *Promover la participación de la demanda activa para prestar servicios complementarios*

La experiencia internacional muestra que la participación de la demanda es más fluida en mercados de servicios complementarios, que en mercados de energía o de capacidad. Esto es ocasionado gracias a que la remuneración en este tipo de mercados suele ser mayor. En ese sentido se plantean las siguientes recomendaciones para promover la participación de la demanda activa en este tipo de servicios. En la Tabla 5 se muestran las recomendaciones para promover la participación de la demanda activa para prestar servicios complementarios:

Tabla 5. Recomendaciones demanda activa para prestar servicios complementarios.
Fuente: Elaboración propia.

Recomendación	Descripción	Beneficio
Definir criterios técnicos para ofertar	Establecer requerimientos técnicos para la prestación de servicios complementarios por parte de la demanda activa y actualizar los procedimientos vigentes	Definición de criterios claros para garantizar el diseño de una oferta competitiva

Homologar condiciones de participación	Establecer condiciones simétricas entre generadores y demanda para la prestación de servicios complementarios	Asignación eficiente de ofertas comparables para la optimización en la asignación de servicios complementarios
Habilitar el agregador de demanda	Permitir la agregación de la demanda y habilitar su participación en el mercado sujeto al cumplimiento de garantías y solvencia financiera	Viabilizar financieramente los programas de respuesta de la demanda

3.4.4. Promover participación de la demanda activa en el cargo por confiabilidad

Las particularidades de un mercado de energía en el largo plazo, como el cargo por confiabilidad, exigen definir procedimientos para su participación. En la Tabla 6 se muestran las recomendaciones para para promover participación de la demanda activa en el cargo por confiabilidad.

Tabla 6. Recomendaciones demanda activa en el cargo por confiabilidad.
Fuente: Elaboración propia.

Recomendación	Descripción	Beneficio
Fomentar el mecanismo DDV	Brindar incentivos para aumentar la participación de la demanda en el mecanismo de demanda desconectable voluntaria (DDV) y evidenciar sus beneficios. A su vez, socializar su aplicación para incrementar su uso y no solo se utilice como un mecanismo para condiciones críticas del sistema	Uso óptimo de los recursos disponibles en el sistema
Definir criterios técnicos para ofertar demanda	Establecer requerimientos técnicos para la de la demanda en las subastas asociadas al cargo por confiabilidad y actualizar los procedimientos vigentes	Asignación eficiente de ofertas comparables para la optimización en la asignación de Obligaciones de Energía en Firme
Homologar condiciones de participación	Establecer condiciones simétricas entre generadores y demanda para su participación en las subastas asociadas al cargo por confiabilidad	Asignación eficiente de ofertas comparables para la optimización en la asignación de Obligaciones de Energía en Firme
Habilitar el agregador de demanda	Permitir la agregación de la demanda y habilitar su participación en el mercado sujeto al cumplimiento de garantías y solvencia financiera	Viabilizar financieramente los programas de respuesta de la demanda

3.4.5. Fortalecer la cultura energética y Establecer Gobernanza de datos

En la Tabla 7 se describen acciones adicionales necesarias para fortalecer la participación activa de la demanda. Estas se basan principalmente en fortalecer la cultura energética y establecer un marco general para la gobernanza de datos.

Tabla 7. Recomendaciones para fortalecer la cultura energética y Establecer Gobernanza de datos.
Fuente: Elaboración propia.

Recomendación	Descripción	Beneficio
Fortalecer la cultura energética	La inclusión de nuevas tecnologías en equipos de uso final y en sistemas de medición de energía requieren de programas transversales de educación, sensibilización y fomento de la cultura energética que garanticen al usuario final un acompañamiento pedagógico frente a sus consumos. Esto fomentará el empoderamiento del cliente.	Aumento de la efectividad de los programas de Respuesta de la Demanda

Establecer un marco general para la gobernanza de datos	El Gobierno de Datos se relaciona con la necesidad de definir las metas normativas y operativas, las concentraciones de poder, formas organizativas, responsabilidades y roles para la aplicación efectiva de la administración de datos asociados a la Demanda Activa.	Las *utilities* adquieren un nuevo activo: datos e información. Manejo adecuado con seguridad y privacidad de la información de los usuarios.

3.5. Lecciones aprendidas en respuesta de la demanda

Las empresas encargadas de la prestación de servicios públicos en el país no han sido ajenas a la integración de mecanismos de respuesta de la demanda para mejorar sus indicadores de calidad y a prestación de nuevos servicios.

Por ejemplo, el programa de gestión inteligente de la demanda de CELSIA, ha logrado diseñar un modelo de negocio para la implementación de un sistema distribuido para la gestión de recursos energéticos. Este programa pretende que los usuarios alcancen ahorros en su facturación por mejor gestión de sus cargas y consumos y que puedan incrementar sus ingresos por la participación en el nuevo negocio de gestión de la demanda. También pretende mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones y mejorar la toma de decisiones respecto a sus recursos por mayor disponibilidad y oportunidad de la información.

En el marco de un convenio realizado entre la UPME y la Universidad Nacional de Colombia, tanto CELSIA como CODENSA han trabajado en conjunto para la caracterización de los consumos de energía eléctrica de sus clientes.

Mediante la aplicación de técnicas estadísticas, por ejemplo, algoritmos de *k*-means se han logrado obtener diferentes clústeres que responden al comportamiento y los hábitos de los usuarios finales. Además de identificar el comportamiento de los usuarios. El objetivo de este tipo de estudios pretende identificar potenciales de participación en programas de respuesta de la demanda.

Como principales conclusiones del estudio se destaca:

- Es posible caracterizar la demanda a través de minería de datos. Sin embargo, es necesario enfocar los objetivos de la caracterización a los objetivos de cada empresa.
- La caracterización obtenida no es generalizable. No obstante, el método aplicado sí se puede generalizar con la disponibilidad de un mayor número de datos.
- Se logra una mejor distribución de los agrupamientos considerando no solo la forma de la curva de carga sino también el consumo total de energía.
- Los criterios de clasificación de estratos socio-económico no permite una buena caracterización respecto al consumo de energía eléctrica.
- La tarificación horaria y los mercados intradiarios son necesarios para lograr estos esquemas de respuesta a la demanda para lograr mejores beneficios.
- Es necesario conocer y adoptar estándares de OpenADR como estándar país con un perfil especifico aplicable y efectivo que genere las mejoras de eficiencia y competitividad de los precios, además de que asegure la competitividad.

XM, el operador del sistema, también ha trabajado en la caracterización del consumo eléctrico del país por varios años, encontrando características de clasificación por tipo de usuario, región, periodo del año o día de la semana. De igual manera, XM en conjunto con la UPME y MME identificó cuatro temas emergentes para la introducción de respuesta de la demanda en el contexto colombiano como se muestran en la Tabla 8 (XM, 2014).

Tabla 8. Temas emergentes para introducción de respuesta de la demanda.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2014).

Tópico	Descripción
Confiabilidad del sistema	Es posible implementar de manera muy rápida un programa de RD diseñado para ofrecer respaldo adicional ante El Niño. Un programa puede existir separado del mercado a corto plazo, mientras que todos los actores aprenden a utilizar el recurso. Posteriormente, se puede integrar completamente la RD en el mercado.
Seguridad del sistema	Respuesta de la demanda puede proporcionar alivio de la congestión en el SIN cuándo se presenten muy altos costos de generación o indisponibilidades.
Economía del sistema	Respuesta de la demanda puede permitir una formación de precios más eficientes en el mercado spot y/o cubrir posiciones de riesgo de generadores, comercializadores o usuarios del mercado no regulado.
Herramientas para clientes	La participación en programas de RD puede ayudar a los clientes a reducir el gasto en electricidad y mejorar la efectividad del uso racional de la energía.

La propuesta de XM, presentada en 2014, comprende igualdad de acceso que consiste en que la respuesta de la demanda no debería depender de un tratamiento especial, ni subsidios para ser competitivo. No obstante, debería contar con igualdad de condiciones con respecto a los recursos tradicionales de generación. Igualmente, XM recomienda empezar con un programa, como lo han hecho otros países, debido a que un solo programa se puede construir de forma rápida sin mayores traumatismos, y puede ir evolucionando en funcionalidades y complejidad de acuerdo con la madurez del sistema. Para el operador del sistema, se debe aprovechar la infraestructura actual con que cuentan muchas empresas de distribución de energía como los medidores inteligentes para controlar la demanda en tiempo real y desarrollar plataformas informáticas que integren estos medidores con sistemas Web o aplicaciones móviles que permitan el monitoreo y la realización de acciones del usuario en tiempo real.

Para tal fin XM propuso varios esquemas para la masificación de esquemas de sistemas de gestión de la demanda como la creación de un agente agregador, que sirva como intermediario entre usuarios y el centro nacional de despacho para reducir la cantidad despachada. También se propone el registro de grupos de respuesta de la demanda que puedan ser requeridos para seguridad en áreas específicas del sistema interconectado nacional. Adicionalmente, propone que se modifique la función objetivo del despacho económico sustituyendo la minimización de costos con la maximización del bienestar social considerando de forma explícita las ofertas del lado de la demanda.

Por otra parte, EMCALI ha venido ejecutando un proyecto que busca hacer más eficiente el uso de las redes de energía. El proyecto es financiado con recursos de la Agencia para el Comercio y el Desarrollo de los Estados Unidos USTDA, en alianza con la firma Innovari del estado de Texas. Además, participan activamente Almacenes la 14 y la Universidad del Valle.

El proyecto consiste en la implementación de un sistema inteligente y dinámico de control de carga de energía, que permite gestionar la demanda de los grandes clientes (Almacenes la 14) en sus picos más altos, principalmente los sistemas de iluminación y aire acondicionado, además permite gestionar las plantas de generación instaladas in situ con la planta de emergencia del edificio Bulevar del Rio y optimizar el uso de la red eléctrica. Como resultado de su experiencia en proyectos de este tipo, en 2016 EMCALI preparó para la CREG una propuesta de regulación que busca implementar los sistemas automáticos de gestión de demanda (ADSM), donde se identifican beneficios para el operador de red, el usuario que participa de un programa de ADSM, el usuario que no participa y para el sistema.

Tabla 9. Beneficios identificados por EMCALI.
Fuente: Elaboración propia a partir de EMCALI

Operador de red	Sistema
• Mayor eficiencia en el uso de sus activos, al desplazar los períodos de demanda máxima a otros períodos de menor exigencia para el sistema. • Disminución de las pérdidas técnicas. • Mejora en la confiabilidad del sistema. • Menores costos operativos. • Posibilidad de aplazar necesidades de expansión. • Responsabilidad social. • Aprovechamiento del parque de generación rodante y en *stand by* (plantas de emergencia) logrando menores costos de generación (aumento en la eficiencia del uso de las plantas).	• Mejora en las eficiencias operativas. • Aplazamiento de expansión en generación. • Aplazamiento de expansión en transmisión. • Menores costos operativos en toda la cadena. • Disminución de pérdidas técnicas. • Mejora en la competitividad del sector. • Uso eficiente de energía y de recursos técnicos. • Mejora en la confiabilidad y en la respuesta a condiciones operativas y de contingencia, por un recurso con calidad de generación y respuesta inmediata.
Usuario que participa	**Usuario que no participa**
• Menores costos en el servicio de energía. • Eficiencia energética. • Automatización de procesos. • Monitoreo en línea de variables ambientales. • Responsabilidad social. • Ingresos por participar en el esquema de gestión de demanda.	• Menores costos en la tarifa del servicio (menores costos de energía en el componente G y en las pérdidas). • Menores costos trasladados por optimización de inversiones del OR. • Mejora en la calidad del suministro.

En la Tabla 10 se presenta la producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto.

Tabla 10. Producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto.
Fuente: Elaboración propia. Datos: (COLCIENCIAS, 2017)

Categoría	Grupo de investigación	Universidad	Producto
A1	Grupo de Electrónica y sistemas de telecomunicaciones	Universidad de los Andes	Trabajo de grado de pregrado
	Planeamiento de Sistemas Electrónicos	Universidad Tecnológica de Pereira	Publicación en revista especializada. Trabajos de grado Pregrado y Maestría. Trabajos dirigidos y tutorías
	Programa De Investigación Sobre Adquisición Y Análisis De Señales PAAS-UN	Universidad Nacional de Colombia	Trabajos de grado Pregrado y Maestría. Jóvenes Investigadores. Proyectos.
	Potencia y Energía	Universidad de los Andes	Publicación en revista especializada.
A	Grupo de Investigación en automatización para la producción - GIAP	Universidad de los Andes	Trabajos de grado Maestría.
B	Electrical Machines & Drives, EM&D	Universidad Nacional de Colombia	Cursos de corta duración.
C	Grupo de investigación en Potencia, Energía y Control - CALPOSALLEC	Universidad de la Salle	Trabajo de grado de pregrado.
	Grupo de investigación en energías alternativas - GIEAUD	Universidad Distrital Francisco José de Caldas	Publicación en revista especializada.
	Grupo de Estudios en Ciencias Económicas - CIEC	Universidad Militar Nueva Granada - Unimilitar	Publicación en revista especializada.

II

Potencial mitigación GEI

En esta sección se detalla la caracterización de demanda de energía eléctrica en Colombia. Dicha caracterización se realiza de forma anual, mensual, por regiones y por tipo de usuario. Posteriormente, se describe un escenario de potencial de los programas de respuesta a la demanda en el país, el cual se realiza teniendo en cuenta los diferentes mecanismos de respuesta de la demanda, y cuál sería su aplicabilidad en el contexto colombiano. La aplicabilidad de los planes de respuesta de la demanda se evaluó a través de un taller realizado en la ciudad de Cali. Con base en esta información se procedió a evaluar el impacto de los programas de RD teniendo en cuenta 4 grupos de supuestos: caracterización de la demanda de energía eléctrica, tipos de participantes o clientes, tipos de mecanismos o programas y la valoración del escenario. Con estos supuestos se muestran los resultados tanto económicos, como de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero y sensibilidades respecto al nivel de desarrollo de los programas RD.

1. Gases de efecto invernadero

El comportamiento de la demanda de energía eléctrica tiene impacto directo sobre las emisiones de GEI, ocasionadas por la quema de combustibles en las plantas de generación, a continuación se describe dicha relación para los diversos tipos de usuarios.

1.1. GEI en el sector eléctrico

Según los datos del Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales de Colombia - IDEAM, para el 2010 el país genero 224 Mton de CO2eq en emisiones de GEI, representando tan solo el 0.46% de las emisiones globales. La participación de la industria energética en estas emisiones fue del 9%, frente al 39% del sector forestal y usos del suelo, 19% del sector agropecuario y 10% del sector transporte. El 36% de las emisiones del sector energético son producidas por la quema de combustibles fósiles en las centrales térmicas que se usan como respaldo a las plantas hidráulicas; en este contexto toma gran relevancia la participación de este tipo de plantas en periodos horarios y fenómenos climáticos extremos como el fenómeno del niño.

El Fenómeno del Niño, también conocido como la Oscilación Sur, se refiere a cambios en el sistema de presiones de las zonas subtropicales que afectan a la fuerza y dirección de los vientos Alisios en el Pacífico generando cambios en la temperatura superficial del agua en la zona ecuatorial del Pacifico. En condiciones normales, los vientos alisios del hemisferio Norte y Sur, que soplan sobre el Pacífico tropical, convergen en el Oeste cargados de humedad en una zona donde la superficie del mar está relativamente caliente, lo que provoca una intensa advección de aire, produciendo la ausencia de lluvias en Colombia, mientras que en otros países se intensifican (Rasmusson & Wallace, 1983).

En la Figura 10, se presenta el Índice Oceánico del Niño (ONI) del National Weather Service con el objetivo de establecer la relación existente entre el fenómeno del niño y las emisiones del sector entre el 1 de enero de 2006 y el 31 de diciembre de 2017. El ONI se calcula como la media de 3 meses consecutivos de las anomalías de la temperatura superficial del mar medidas por el sensor ERSST.v3 en la región 3.4 del Niño (5°N - 5°S, 120° - 170°W), tomando como referencia el periodo de 1971 - 2000. Durante un episodio de "El Niño" la contracorriente ecuatorial se intensifica por lo que el máximo de temperatura superficial del mar que había en la zona occidental del Pacífico gradualmente se desplaza hacia el Este y, alrededor de seis meses después, alcanza la costa de América del Sur.

El Índice Oceánico del Niño (ONI) se calcula como la media de 3 meses consecutivos de las anomalías de la temperatura superficial del mar medidas por el sensor ERSST.v3 en la región 3.4 del Niño (5°N - 5°S, 120° - 170°W), tomando como referencia el periodo de 1971 - 2000. Se consideran episodios cálidos y fríos cuando las anomalías superan el umbral de + / - 0.5 °C. Cuando dicho umbral es cubierto durante un mínimo de 5 meses consecutivos se definen como episodios del Niño o de la Niña.

A partir de los datos de la Figura 10 se pueden identificar meses con comportamientos típicos de acuerdo a la variabilidad climática provocada por el Fenómeno del Niño o de la Niña, con el objetivo de identificar meses típicos para analizar el comportamiento de las emisiones durante estos periodos de tiempo. A continuación, en la Tabla 1 se muestran los meses a analizar para los diferentes fenómenos climáticos.

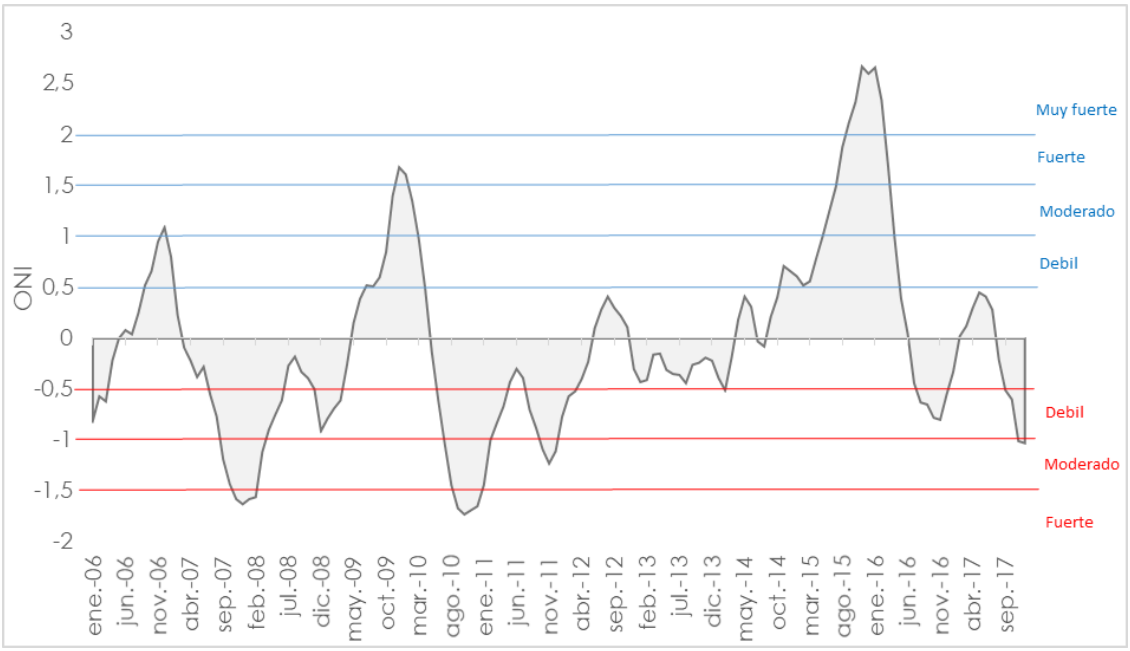


Figura 10 Oceanic Niño Index (ONI)
Fuente: adaptado de *(CPC, 2018)*

Tabla 11 Meses de análisis
Fuente: Elaboración Propia

Sigla	Fenómeno	Mes de referencia
NAF	Niña Fuerte	Oct-10
NA	Niña	Oct-07
CN	Condiciones Normales	Jul-13
NO	Niño	Dic-09
NOF	Niño Fuerte	Ene-16

En la Figura 11, se muestra la evolución de la generación por tipo de combustible en el SIN, con la correspondiente emisión de CO2 calculada de acuerdo con la metodología "Tool to calculate the emission factor for an electricity system", herramienta establecida por la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático1 para el cálculo de emisiones del sector, basados en la generación real reportada por el operador XM y los factores de emisión por combustibles publicados por la UPME en el FECOC2. Se evidencia un aumento de las emisiones del sector en los periodos donde el ONI es catalogado como fuerte o extrafuerte en cerca del 320% respecto al promedio de los meses anteriores. Sin embargo, no se observa una disminución en magnitudes semejantes para periodos Niña.

El comportamiento horario de las emisiones varía dependiendo del periodo de referencia, en épocas de niño fuerte (NAF) el comportamiento suele ser plano y no se presenta diferencias marcadas respecto a horas pico, este comportamiento se debe a la participación de plantas térmicas en el despacho durante todo el día, mientras que en condiciones normales (CI) o niño moderado (NO) las diferencias pueden alcanzar hasta un 0,5% debido al respaldo térmico para atender la demanda en horas pico. La diferencia más marcada en las emisiones se presenta en épocas con presencia del fenómeno de la niña (NAF y NA), donde la participación de las plantas térmicas se minimiza en horas valle, pero se siguen utilizando en horas pico, alcanzando diferencias de 1,8%.

[1] http://cdm.unfccc.int/methodologies/PAmethodologies/tools/am-tool-07-v4.0.pdf
[2] http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

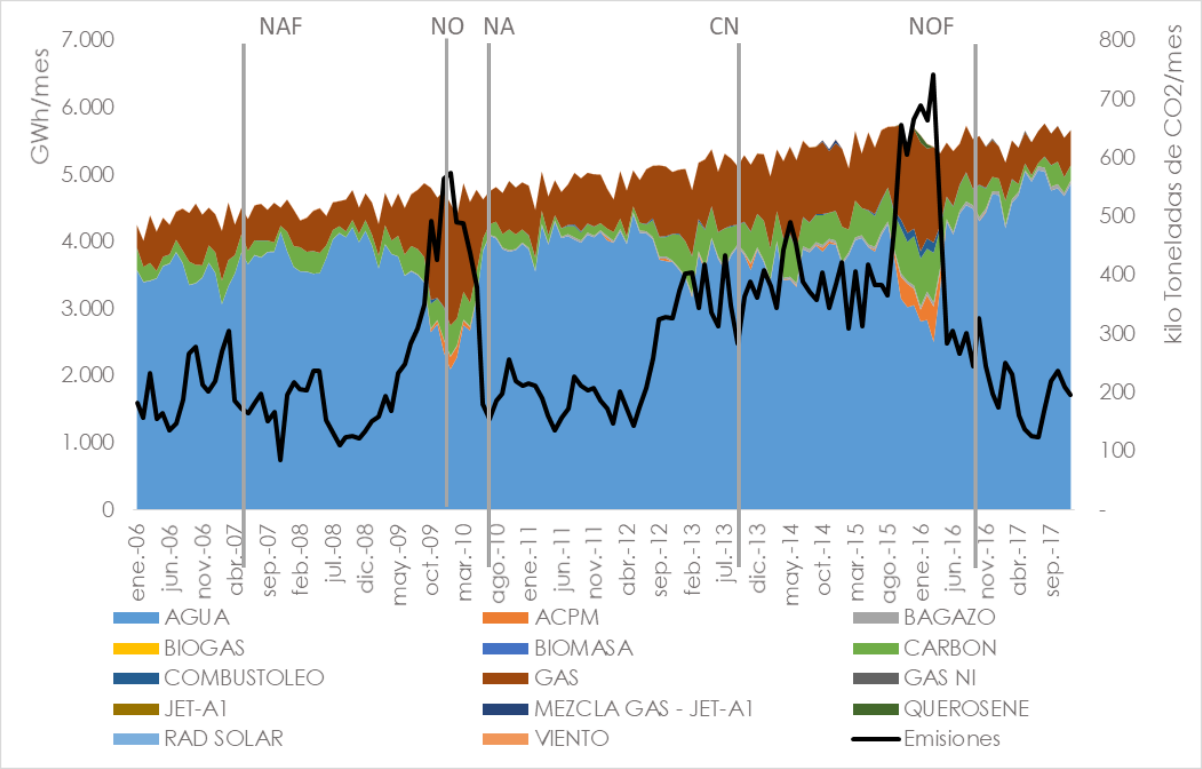


Figura 11 Evolución de emisiones y generación de energía eléctrica
Fuente: *elaboración propia a partir de XM*

En la siguiente figura, se presentan las emisiones promedio horarias en los diferentes periodos de tiempo, normalizadas respecto al total de emisiones del día, evidenciando los comportamientos descritos anteriormente.

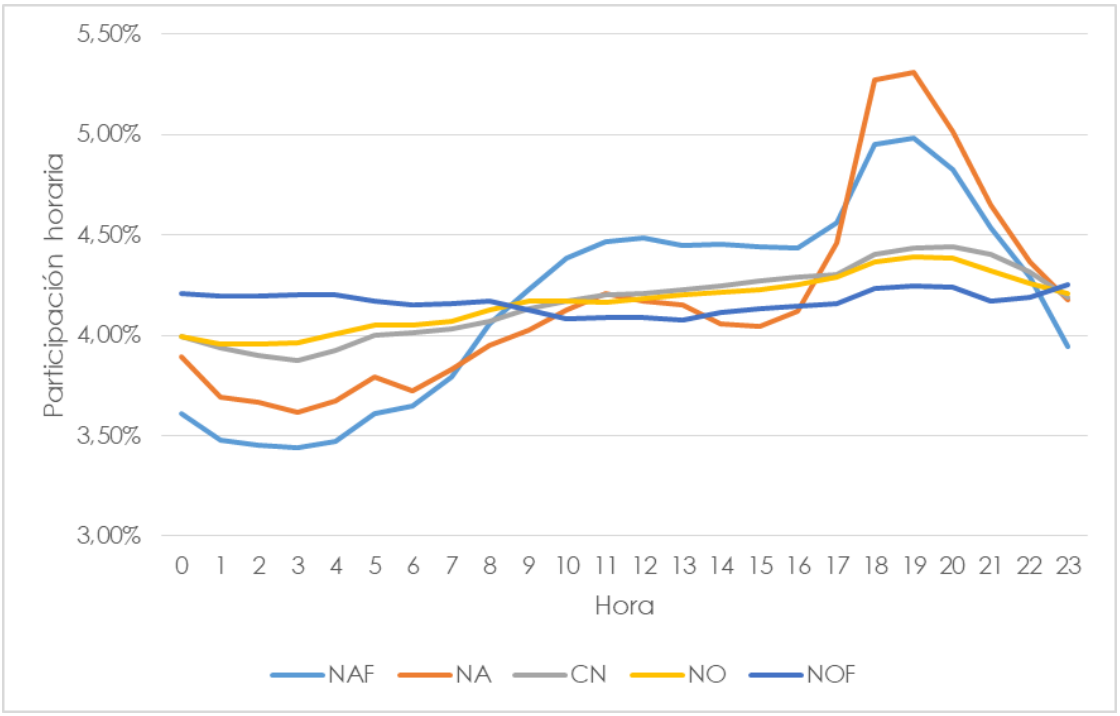


Figura 12 Emisiones horarias normalizadas
Fuente: *elaboración propia a partir de XM*

1.2. GEI por región y sector productivo

La demanda de energía está aumentando a nivel mundial, provocando que las emisiones de GEI del sector energético también aumenten, y de persistir en esa demanda, la temperatura global aumentaría 2°C con consecuencias muy negativas en términos ambientales, económicos y sociales. Por ello, desde diversos organismos internacionales y nacionales, se plantean mecanismos de mitigación en diversos sectores. En este contexto, el sector eléctrico tiene un papel muy relevante a la hora de alcanzar este objetivo. A continuación la Figura 13 muestra el consumo eléctrico vs la generación de dióxido de carbono equivalente (CO_{2e}) por región.

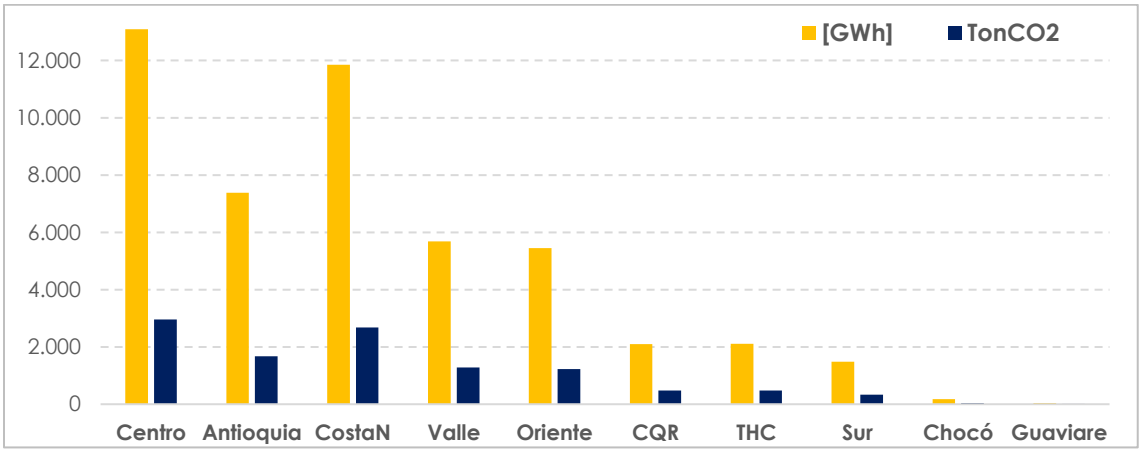


Figura 13. Relación del consumo de electricidad 2017 con GEI.
Fuente: Elaboración propia datos (XM, 2017)

De esta figura es posible observar que las regiones centro y costa norte son las mayores generadoras de GEI. Particularmente, destaca que la costa norte contribuya con una cantidad de GEI similar a la generada por al región centro a pesar de la menor demanda de electricidad. Este comportamiento en la generación de contaminates atmosfericos estan asociados a la demanda de electricidad pero tambien a la tecnologia de generación de electricidad, asi, la generación electrica a partir de gas natural y carbón, asocia mayores emisiones, lo que explica que la región norte emita cantidades similares a la región centro. A continuación la Figura 14 muestra la distribución de tecnologia de generación electrica por región en el pais.

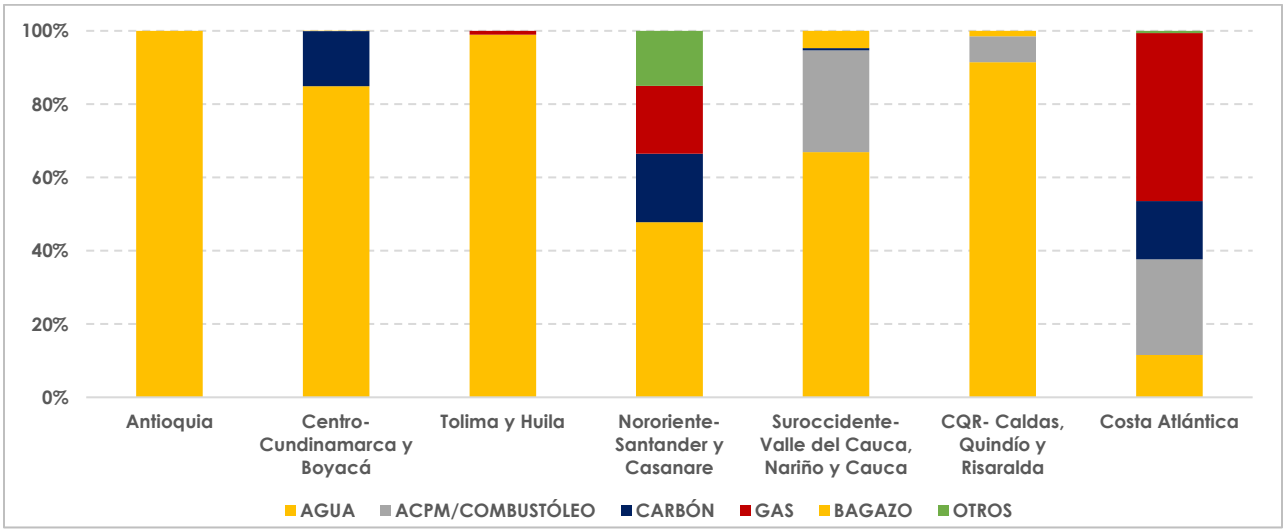


Figura 14. Distribución de tecnología de generación de electricidad por región.
Fuente: Elaboración propia de (UPME, 2016a).

La Figura 13 y la Figura 14, permite entender porque las emisiones de GEI no son directamente proporcionales a la demanda de electricidad. Las regiones donde la generación es hidráulica mayoritariamente, como el caso de Antioquia, las emisiones son menores a pesar del consumo relativamente alto de electricidad, comparados con regiones como centro y costa norte, donde hay un gran componente de generación en termoeléctricas.

Los GEI considerados son el CO_2, CH_4 y NO_2, entre otros, que se reportan como CO equivalentes. En dependencia con los procesos productivos se emiten uno u otro GEI. A continuación, la Tabla 12 muestra la distribución de emisiones por proceso y por actividad.

Tabla 12. GEI generado por sector productivo.
Fuente: Adaptado de (Medina, Villalba, Felipe, Juan, & William, 2016)

Sector productivo	Actividad	CO_2	CH_4	NO_2	HFC	PFC	SF_6
Agropecuario	Consumo combustibles fósiles	x	x	x			
	Consumo refrigerantes				x		
	Consumo electricidad	x	x	x			
	Fermentación entérica		x				
	Manejo de estiércol		x				
	Uso fertilizante sintético				x		
	Quema residuos agrícolas						
Industrial	Consumo combustibles fósiles	x	x	x			
	Consumo refrigerantes				x		
	Consumo electricidad	x	x	x			
	Consumo de aislante térmico						x
	Procesos fisicoquímicos	x	x	x		x	
	Tratamiento de aguas residuales y lodos		x				
Institucional	Consumo combustibles fósiles	x	x	x			
	Consumo refrigerantes				x		
	Consumo electricidad	x	x	x			
Transporte	Consumo combustibles fósiles	x	x	x			
	Consumo refrigerantes				x		
	Consumo electricidad	x	x	x			
Residuos	Consumo combustibles fósiles	x	x	x			
	Consumo refrigerantes				x		
	Consumo electricidad	x	x	x			
	Residuos sólidos dispuestos en tierra		x				
Uso del suelo y silvicultura	Quema de biomasa	x	x	x			
	Consumo combustibles fósiles	x	x	x			

2. Caracterización de la demanda de energía eléctrica en Colombia

La caracterización de la demanda de energía eléctrica consiste en separar el consumo de energía eléctrica según el tipo de usuario, la región y el tipo de actividad que desempeña. En este numeral, se presenta una caracterización de la demanda, teniendo en cuenta la demanda eléctrica del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y su comportamiento para los últimos 5 años. Posteriormente se realiza una desagregación de la demanda por meses, y por el tipo de actividad que desempeña de acuerdo a la Clasificación Industrial Internacional Uniforme (CIIU).

2.1. Demanda de energía eléctrica en el SIN

Según el artículo 11 de la Ley 143 de 1994, el SIN se compone de equipos y plantas de generación, red de interconexión, redes regionales e intrarregionales de transmisión, redes de distribución y las cargas eléctricas de los usuarios. El SIN involucra toda la cadena productiva: generación, transmisión, distribución y comercializadores, y estos a su vez forman el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). En los siguientes numerales se analizará la demanda teniendo en cuenta el periodo (anual, mensual), región, tipo de usuario y actividad económica.

2.1.1. Comportamiento anual

En la Figura 15 se muestra el comportamiento de la demanda de energía eléctrica en Colombia a partir del año 2013. En ese año la demanda nacional fue de 60.890 GWh, para el 2014 este valor aumentó un 4,4%, debido al crecimiento de la demanda de energía en el mercado regulado. Lo anterior se debió a que entre los meses de mayo a octubre, se presentó un aumento de temperatura, causando un mayor consumo de energía por parte de refrigeradores y aires acondicionados. En el año 2015 el crecimiento fue de un 4,2%; esto debido al fenómeno de El Niño que se presentó en la última mitad del año. En el 2016 la demanda se redujo un 0,2% con respecto al 2015 debido a que en el primer trimestre del año continuó el fenómeno de El Niño; además, se implementó el programa "Ahorrar Paga", el cual hizo que los usuarios regulados disminuyeran la demanda de energía. Finalmente, en el 2017 la demanda tuvo un crecimiento con respecto al año anterior del 1,3%.

2.1.1. Comportamiento mensual

En la Figura 16 se puede ver un resumen del comportamiento mensual de la demanda para los años 2013 a 2017. El mes con menor demanda en estos años es febrero, por ser de 28 días, a excepción del año 2016 que es bisiesto. El mes de marzo presenta demandas similares en todos los años, mientras que abril muestra una baja en la demanda, debido a que en este mes ocurre semana santa. Otro decrecimiento común ocurre en el mes de junio, debido a las vacaciones escolares.
Por otro lado, el mes de diciembre presenta un alza en la demanda ya que los usuarios regulados demandan mayor cantidad de energía en esta época.

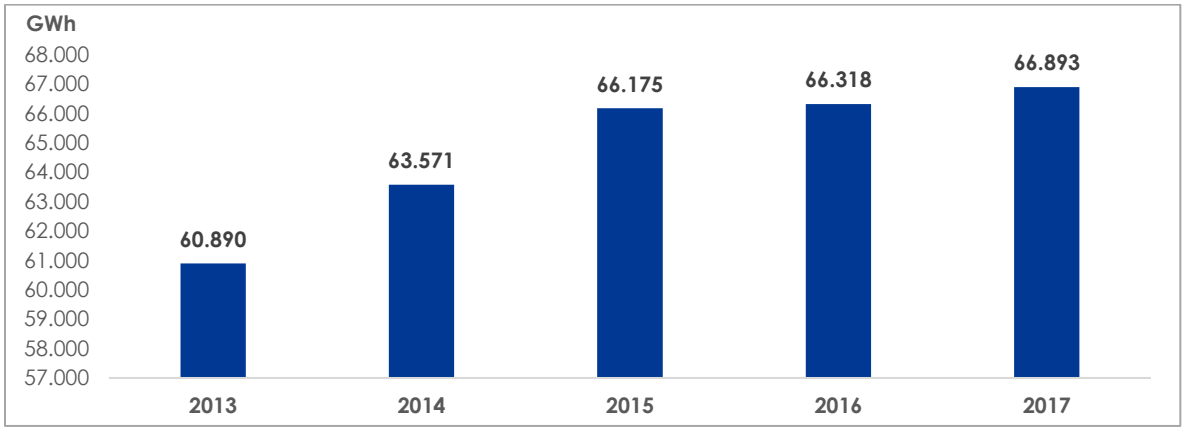


Figura 15. Comportamiento anual de la demanda.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

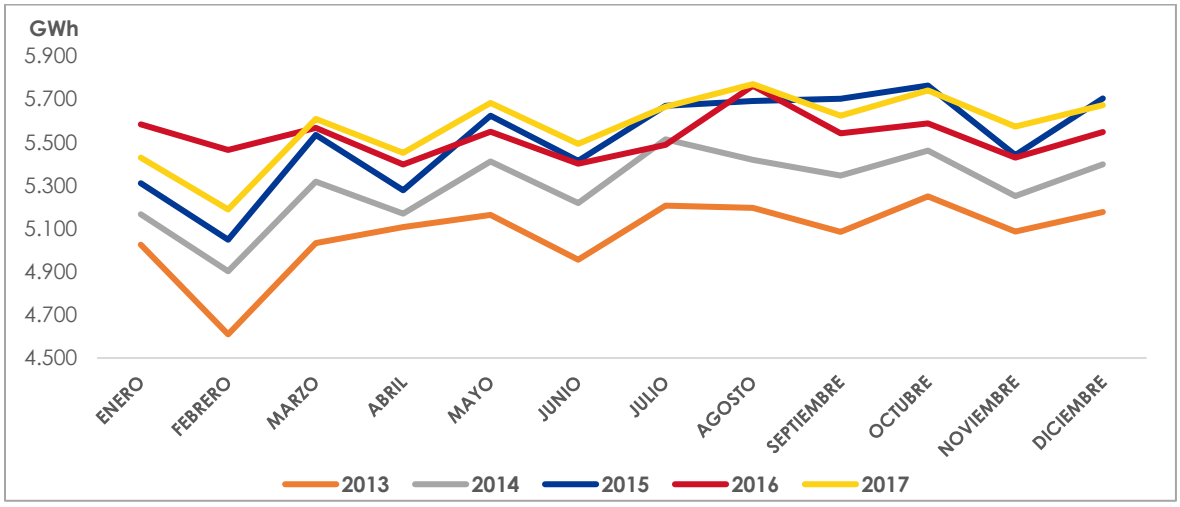


Figura 16. Comportamiento mensual de la demanda.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

2.2. Demanda de energía eléctrica por regiones

La división de las regiones del país es establecida por el Centro Nacional de Despacho (CND). Estas han mostrado diferencias en la demanda de energía eléctrica debido a que presentan diferentes actividades económicas, crecimiento demográfico, niveles de cobertura, etc. Teniendo en cuenta lo anterior, las regiones estipuladas por el CND están conformadas de la siguiente manera:

- Antioquia: Está conformada por todos los municipios que hay en este departamento.
- Centro: Departamento de Cundinamarca y el del Meta
- Chocó: Está conformada por todos los municipios que hay en este departamento.
- Costa Atlántica: Guajira, Magdalena, Atlántico, Bolívar, Sucre, Córdoba y Cesar.
- CQR: Caldas, Quindío y Risaralda.
- Guaviare: Está conformada por todos los municipios que hay en este departamento.
- Oriente: Norte de Santander, Santander, Boyacá, Arauca, Casanare.
- Sur: Cauca, Nariño, Putumayo.
- THC: Tolima, Huila, Caquetá.
- Valle del Cauca: Está conformada por todos los municipios que hay en este departamento.

2.2.1. Comportamiento anual

El seguimiento a la demanda mensual, por regiones, se realiza a partir de la demanda comercial. Entre los años 2013 y 2017 las regiones que más demanda presentaron fueron: Centro, Costa Atlántica y Antioquia, como se observa en la Figura 17.

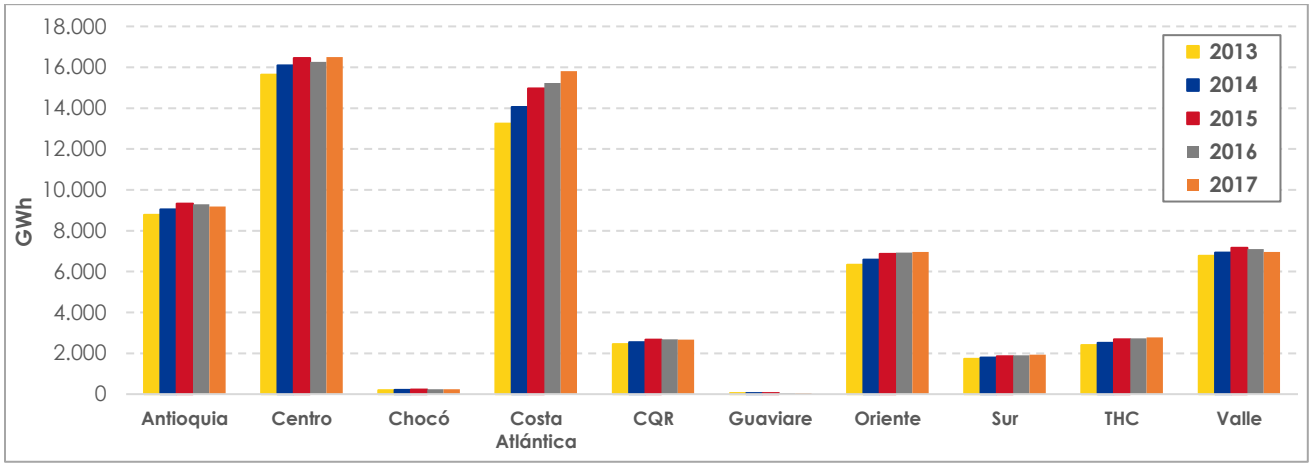


Figura 17. Comportamiento anual de la demanda de energía por regiones.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

Los crecimientos entre 2013 y 2017 se muestran en la Tabla 13, donde se evidencia que las regiones que más crecimiento presentaron fueron las de la Costa Atlántica, Chocó y Guaviare.

Tabla 13. Crecimiento de la demanda de energía por regiones.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

Región	Crecimiento 2013 - 2017
Centro	5,45%
Antioquia	4,68%
Costa Atlántica	19,28%
Valle	2,84%
Oriente	9,96%
CQR	9,20%
THC	15,42%
Sur	11,71%
Chocó	22,46%
Guaviare	20,17%

2.2.2. *Comportamiento mensual*

En la Figura 18 se ilustra el comportamiento de la demanda mensual de electricidad por regiones. Las ilustraciones de la Figura 18 tienen en común que la región que más demanda presenta es la región Centro con alrededor de 16.000 GWh, seguida por la región de la Costa Atlántica y Antioquia. Para tener mayor claridad sobre el origen de las demandas, se presenta a continuación un resumen de las actividades económicas de las regiones.

La región Centro, al tener un alto grado de industrialización presenta la mayor demanda de energía. Esto se da porque en esta región se encuentra la economía con mayor tamaño del país, siendo sus principales actividades la floricultura y ganadería. Adicionalmente, en esta región está ubicada la capital del país, razón por la cual hay gran desarrollo en actividades como comunicaciones y transporte. De igual manera, se localizan centrales de generación hidroeléctrica y termoeléctrica de gran importancia para el país.

La región de la Costa Atlántica se ha caracterizado por desarrollar actividades económicas en los sectores industrial y minero. Haciendo una gran contribución al PIB nacional, permitiendo el desarrollo de las actividades relacionadas con la prestación de servicios. En la región de la Costa Atlántica también se presenta gran actividad en el sector minero energético ya que en esta región se encuentran grandes minas de carbón, reservas de petróleo y gas natural.

Por otro lado, en la región de Antioquia la industria manufacturera presenta gran crecimiento; mientras que el sector económico dedicado a la prestación de servicios se ha dinamizado debido a que la economía se maneja de forma más abierta e internacional. En esta región se encuentran grandes empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, tales como EPM, ISAGEN, entre otras. Esto se debe a que en el departamento de Antioquia se encuentran grandes embalses y centrales hidroeléctricas.

La región Oriente ha presentado una actividad económica estable, cuyos principales ingresos vienen de los departamentos de Santander y Boyacá. En esta región se encuentran dos de las centrales de generación más grandes del país: Chivor y Sogamoso. En Santander se presentan grandes ingresos económicos provenientes de la industria petroquímica y refinación de petróleo. Mientras que en Boyacá la economía se basa principalmente en la producción agrícola, explotación de minerales y la industria siderúrgica.

La región Valle siempre se ha destacado por el cultivo de caña de azúcar, refinerías de alcohol carburante, y grandes industrias papeleras a partir del bagazo de caña. También en la región Valle se presenta la utilización de la cogeneración de energía originada en los excedentes industriales.

La región CQR ha presentado un crecimiento en su economía, aunque en los últimos años la actividad de la agricultura ha bajado su participación en la economía. Sin embargo, esto ha logrado que el sector terciario de la economía gane espacio, desarrollándose actividades tales como prestación de servicios, comercio, turismo, administración pública, y actividades inmobiliarias, principalmente en Caldas y Risaralda.

En la región THC la principal actividad económica es la agricultura, principalmente en el Tolima, seguida de la explotación minero-energética, especialmente en el departamento del Huila donde hay reservas de petróleo. Así mismo, en este departamento se encuentra ubicada la hidroeléctrica de Betania, mientras que en el Tolima se encuentra la hidroeléctrica del Prado.

La economía de la región Sur debe su crecimiento al sector del comercio ya que está ubicada en la frontera con Ecuador. El departamento del Putumayo ha venido presentado un crecimiento económico debido a las actividades petroleras. Mientras que en el Nariño se presentan cultivos de palma de aceite, y su exportación en bruto.

En la región del Chocó la economía depende de la minería (extracción de oro), la pesca, explotación forestal, ganadería y la agricultura.

La región del Guaviare tiene dentro de sus principales actividades la agricultura, ganadería, explotación del caucho y extracción de madera.

Figura 18. Comportamiento mensual por regiones para los años 2013 a 2017.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

2.3. Demanda de energía eléctrica por tipo de usuario

XM define dos tipos de usuarios: regulados y no regulados. En estos últimos se encuentran las siguientes actividades económicas:

- Agropecuario, silvicultura, caza y pesca.
- Comercio, reparación, restaurantes y hoteles.
- Construcción.
- Electricidad, gas de ciudad y agua.
- Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas.
- Explotación de minas y canteras.
- Industrias manufactureras.
- Servicios sociales, comunales y personales.
- Transporte, almacenamiento y comunicación.

2.3.1. *Comportamiento anual*

En la Figura 19 se ilustra el comportamiento anual de la demanda para usuarios regulados, siendo el año 2017 el que presentó mayor demanda. En la Figura 20 se ilustran los usuarios no regulados. De estos últimos, la industria manufacturera es la que mayor demanda presenta, seguida de la explotación de minas y canteras. El mercado regulado es el que atiende principalmente los consumos residenciales y de pequeños negocios, mientras que el mercado no regulado atiende las empresas que están clasificadas de acuerdo con la clasificación CIIU, siendo la industria manufacturera la que más demanda presenta.

De acuerdo con el código CIIU, la industria manufacturera es aquella que se dedica a la transformación tanto física como química de los materiales, en productos nuevos, bien sea por medio de máquinas o mediante trabajo manual, generalmente las materias primas vienen de la agricultura, ganadería, la silvicultura, la pesca, la explotación de minas entre otras actividades (DANE, 2018). Por otro lado, la explotación de minas y canteras se refiere a la extracción de minerales en su estado natural, bien sea en estado sólido, líquido o gaseoso. Esta extracción puede llevarse a cabo a cielo abierto, en minas subterráneas o en pozos (DANE, 2018).

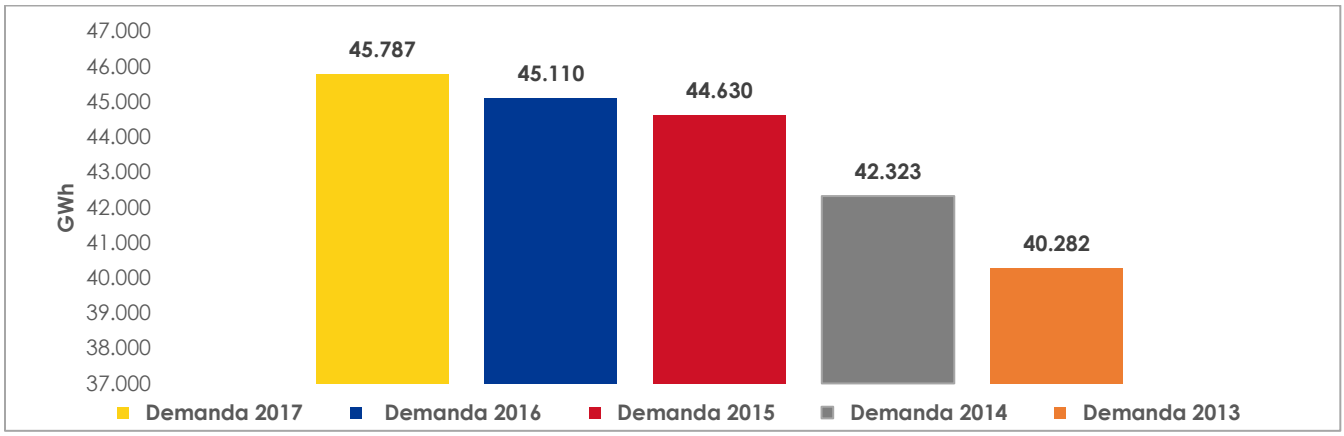


Figura 19. Comportamiento anual de la demanda para usuarios regulados.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

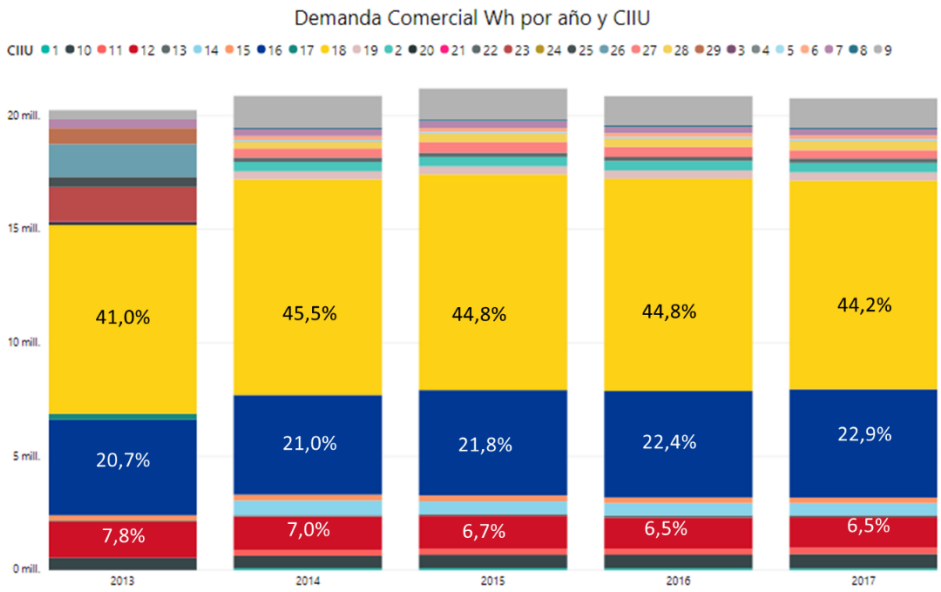


Figura 20. Comportamiento anual de la demanda para usuarios no regulados.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

En la Tabla 14, se presentan las convenciones de las actividades económicas ilustradas en la Figura 20.

Tabla 14. Convenciones actividades CIIU.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

ACTIVIDAD CIIU	Equivalente en la Figura 20
Actividades artísticas, de entretenimiento y recreación	1
Actividades de atención de la salud humana y de asistencia social	2
Actividades de los hogares individuales en calidad de empleadores; actividades no diferenciadas de los hogares individuales como productores de bienes y servicios para uso propio	3
Actividades de organizaciones y entidades extraterritoriales	4
Actividades de servicios administrativos y de apoyo	5
Actividades financieras y de seguros	6
Actividades inmobiliarias, empresariales y de alquiler	7
Actividades profesionales, científicas y técnicas	8
Administración pública y defensa; planes de seguridad social de afiliación obligatoria	9
Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca	10
Alojamiento y servicios de comida	11
Comercio al por mayor y al por menor, reparación de vehículos automotores, motocicletas, efectos personales y enseres domésticos	12
Construcción	13
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	14
Educación	15
Explotación de minas y canteras	16
Hoteles y restaurantes	17
Industrias manufactureras	18
Información y comunicaciones	19
Intermediación financiera	20
Organizaciones y órganos extraterritoriales	21
Otras actividades de servicios	22
Otras actividades de servicios comunitarios, sociales y personales	23
Pesca	24
Servicios sociales y de salud	25
Suministro de electricidad, gas, y agua	26
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	17
Transporte y almacenamiento	28
Transporte, almacenamiento y comunicaciones	29

2.3.2. *Comportamiento mensual*

En la Figura 21 se puede observar el comportamiento mensual de la demanda para usuarios no regulados. Los diagramas de barras de la figura tienen en común que la mayor demanda se presenta en la industria manufacturera y en segundo lugar, en la explotación de minas y canteras como se explicó en el numeral anterior.

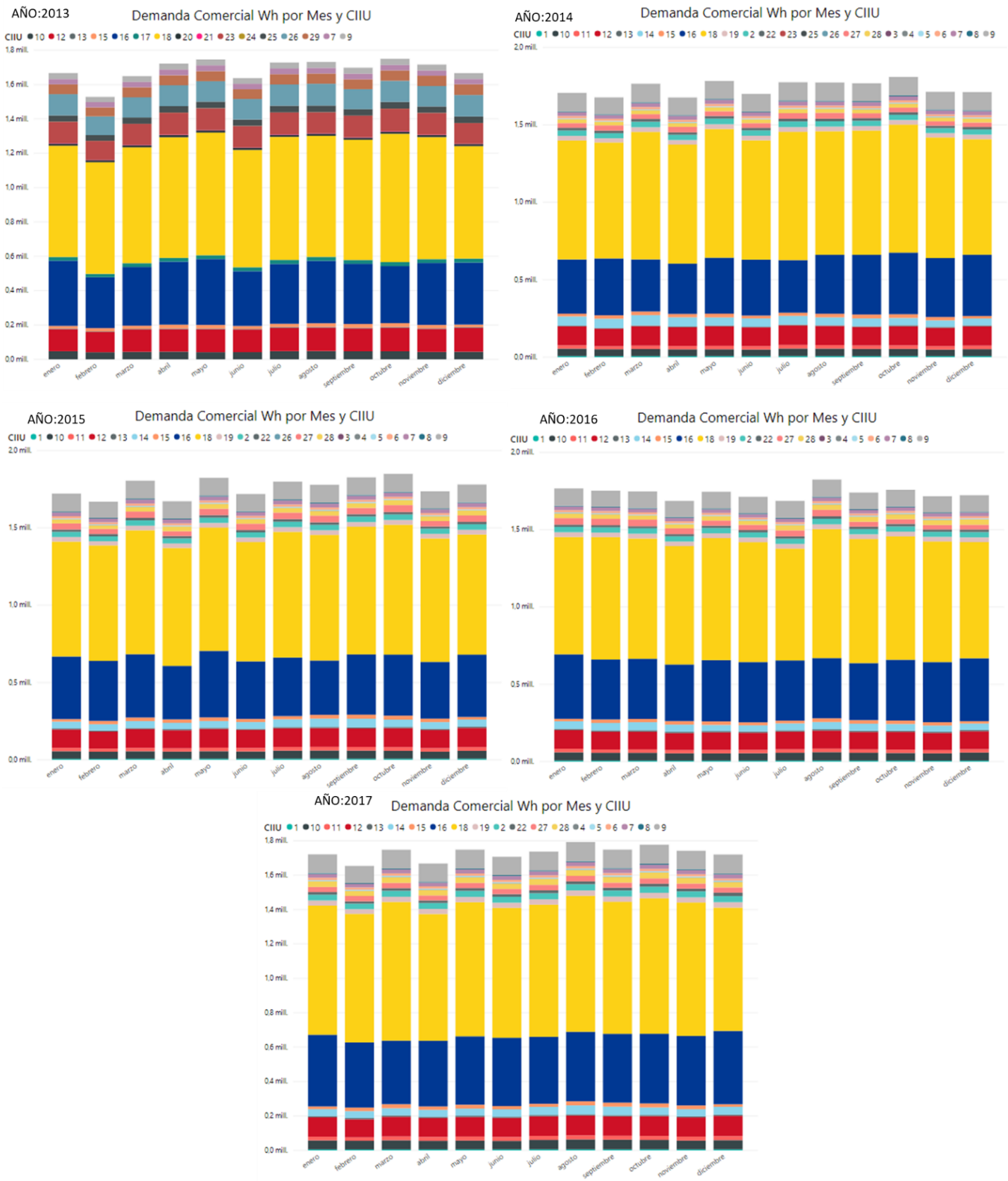


Figura 21. Comportamiento Mensual de la demanda por tipo de usuario para los años 2013 a 2017. Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018)

2.3.3. *Comportamiento horario*

En la Figura 22 se puede muestra el comportamiento horario por tipo de mercado, regulado y no regulado. Se describe el comportamiento de usuarios individuales (líneas grises) y el comportamiento agregado de cada mercado (línea amarilla).

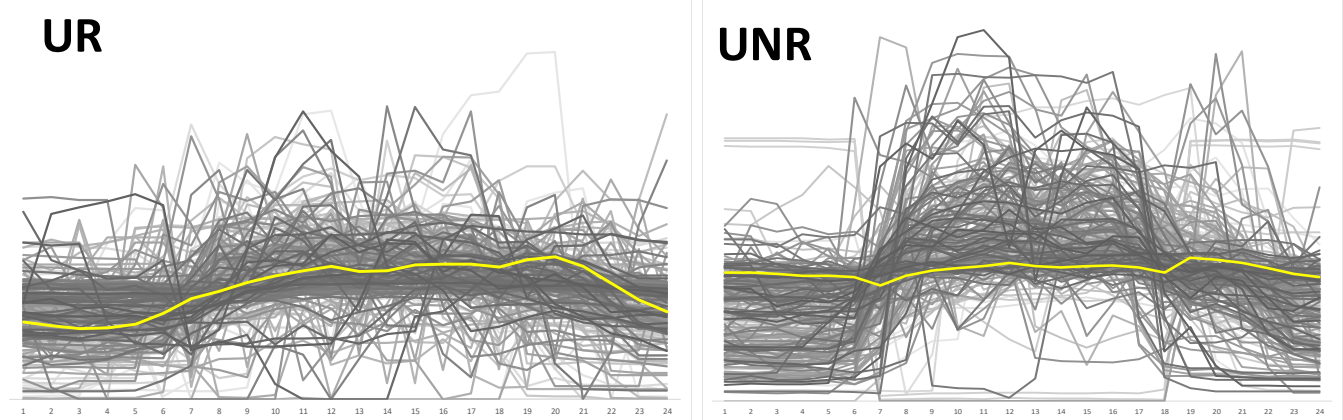


Figura 22. Comportamiento horario por tipo de mercado.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

En la Figura 23 se puede muestra el comportamiento horario por tipo de mercado, regulado y no regulado.

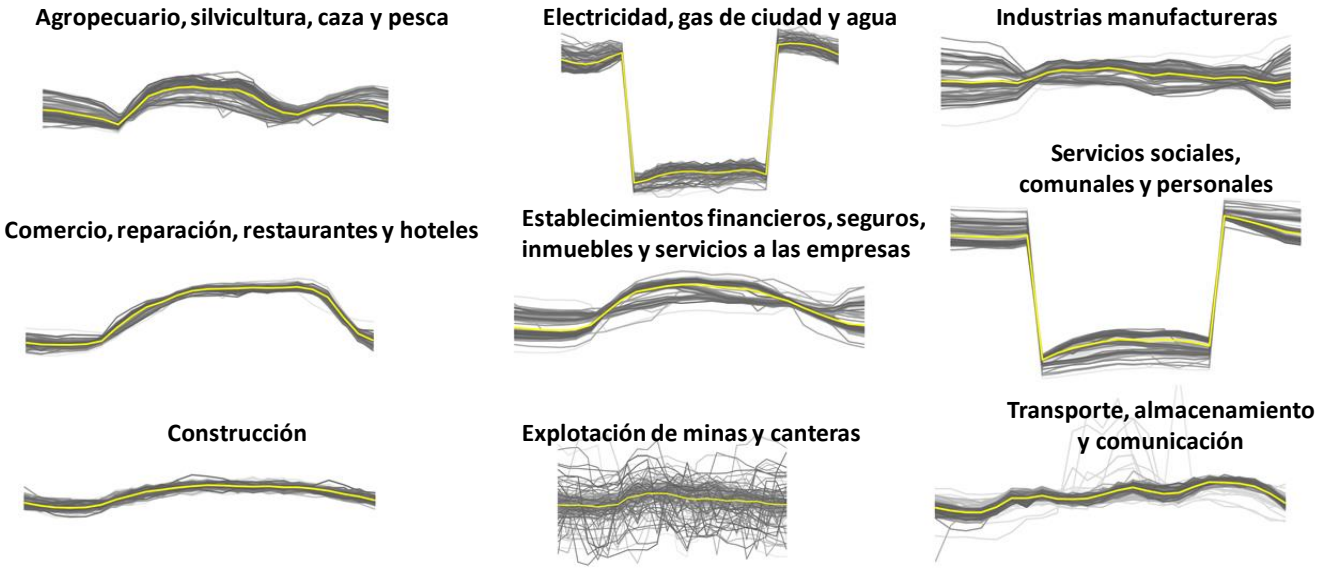


Figura 23. Comportamiento horario por actividad productiva.
Fuente: Elaboración propia. Datos (XM, 2018).

2.4. Caracterización energética de sectores económicos

Según la UPME, los datos del comportamiento de la demanda de energía eléctrica y del PIB, dado que el crecimiento económico se encuentra soportado en sectores de bajo consumo eléctrico, se sugiere un desacople de estas dos variables. En la perspectiva de la Unidad con miras a 2050, el 69% del PIB estará concentrado en el sector de servicios y sólo 11% en agricultura, minería e industria. Una economía orientada a los servicios obligaría, entonces, a rediseñar las necesidades de energía a futuro (Medina , 2015).

2.4.1. *Clasificación por tipo de mercado*

De forma general, el consumo de energía eléctrica en Colombia se ha agrupado en dos grupos denominados, usuarios regulados (UR), persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). Aquí están la mayoría de usuarios comerciales, oficiales y los residenciales clasificados por estratos socioeconómicos, y algunos industriales; y usuarios no regulados (UNR) Persona natural o jurídica que realiza una demanda de energía superior a 0,1 Megavatios. Ellos pueden negociar libremente los costos de las actividades relacionadas con la generación y comercialización de energía. En este nivel de consumo están industriales y comerciales que son grandes consumidores. En general, de la demanda total de electricidad en el país, la distribución para UR y UNR es 68% y 32% respectivamente. A continuación la Figura 24 muestra el consumo de electricidad proyectada a 2030 por tipo de usuario, y en la Figura 25 la distribución de la demanda de energía eléctrica por región y por tipo usuario.

En la Figura 24 es posible observar como los mayores consumidores de energía eléctrica son los usuarios regulados. Este sector incluye en su mayoría los usuarios de tipo residencial, sin embargo, también debe incluir usuarios comerciales y PYMES que no cumplen con las condiciones para UNR. Estos últimos deberían ser caracterizados de manera más detallada para su inclusión dentro del grupo de consumidores por actividad comercial.

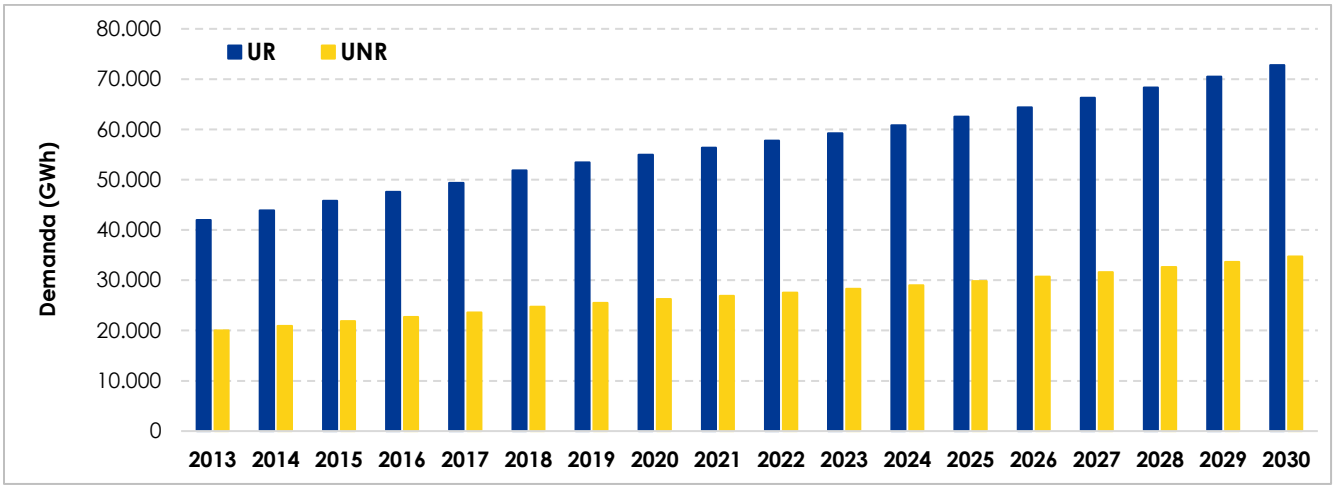


Figura 24. Demanda electricidad (GWh) UR y UNR en proyección a 2030.
Elaboración propia de (XM, 2017).

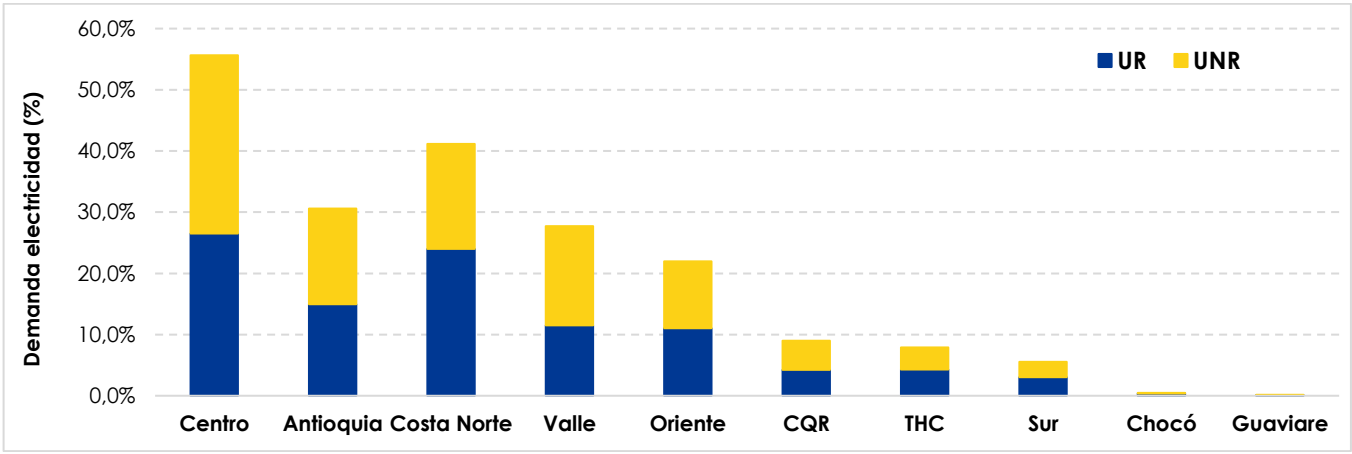
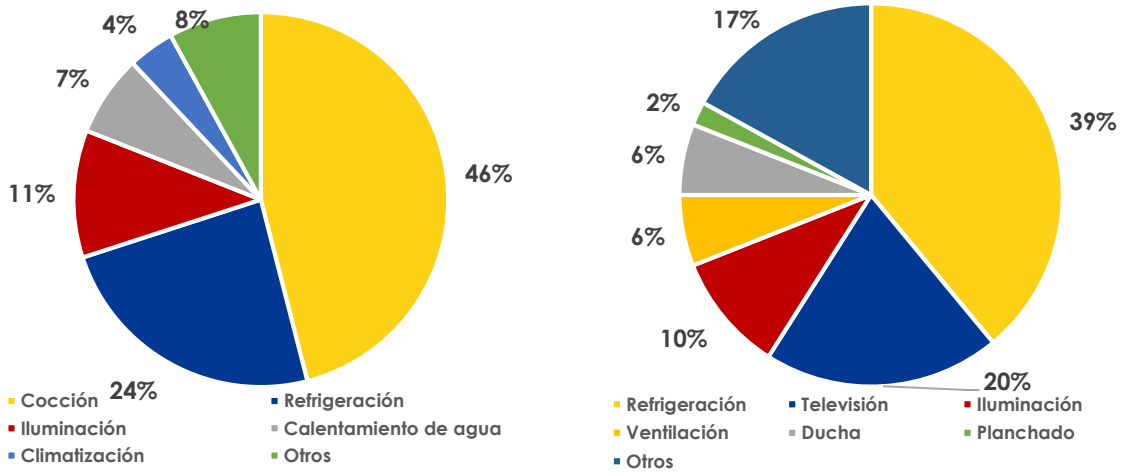


Figura 25. Demanda de Energía eléctrica por región 2016 y por usuario.
Elaboración propia de (XM, 2017).

En tanto que en la Figura 25 se observa, en orden decreciente que las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional son Centro (Cundinamarca y Meta), Costa norte (Atlántico, Bolívar, César, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre), Antioquia, Valle y Oriente (Arauca, Boyacá, Casanare y Santanderes) con una participación total de 88%. Es importante destacar, que en estas regiones, las ciudades y sus áreas metropolitanas, en orden descendente de demanda son respectivamente, Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cali, Santander y Bucaramanga.

El consumo para UR como se indicó anteriormente, está asociado principalmente al sector residencial, en el cual el gasto energético está distribuido en procesos de iluminación, cocción, refrigeración, calentamiento y climatización. Cuanto más alto el estrato socio-económico, mayor es la demanda de electricidad. A continuación la Figura 26 muestra la distribución del consumo de energía en el sector residencial y la distribución de los consumos de electricidad.



a. Demanda de energía en sector residencial

b. Demanda de electricidad en sector residencial

Figura 26. Distribución demanda energética y de electricidad para UR.
Fuente: Elaboración propia. Datos (UPME, 2016b)

De acuerdo con la Figura 26 a. los mayores consumos en sector residencial se da en la cocción de alimentos, siendo la fuente de energía variada, entre electricidad y gas natural o gas propano con una participación del 46%, seguido por la refrigeración con 24% y la iluminación con 11%. En tanto que la Figura 26 b. hace una distribución detallada del consumo eléctrico, siendo la refrigeración, la televisión y la iluminación los usos con mayor consumo de electricidad, totalizando 69%. A continuación en la Figura 27 se muestra la distribución de consumo eléctrico UNR por sectores económicos

Figura 27. Distribución de consumo de energía eléctrica por sectores económicos enero 2018.
Fuente: Elaboración propia datos XM

En la Figura 27 se puede observar que los sectores económicos con mayor consumo eléctrico son el sector manufacturero y la explotación de minas y canteras, que totalizan 67.3% del consumo de electricidad, 26.1% se distribuyen entre los sectores de servicios sociales, comercial, construcción, y establecimientos financieros con 26.1% y el restante 6.6% entre los sectores agropecuario, Electricidad, gas y agua y transporte.

Como mencionado previamente, según la Figura 27, los sectores de mayor consumo de energía eléctrica son los sectores de industrias manufactureras y la explotación de minas y canteras. A continuación, se hace un análisis de la distribución de los sectores económicos en cada una de las regiones, ligada está distribución con la demanda energética para cada sector económico (Ricardo Hausmann, 2018).

En la Figura 29 se muestra la participación de los sectores económicos en las regiones y la distribución por sector económico de cada departamento en las regiones.

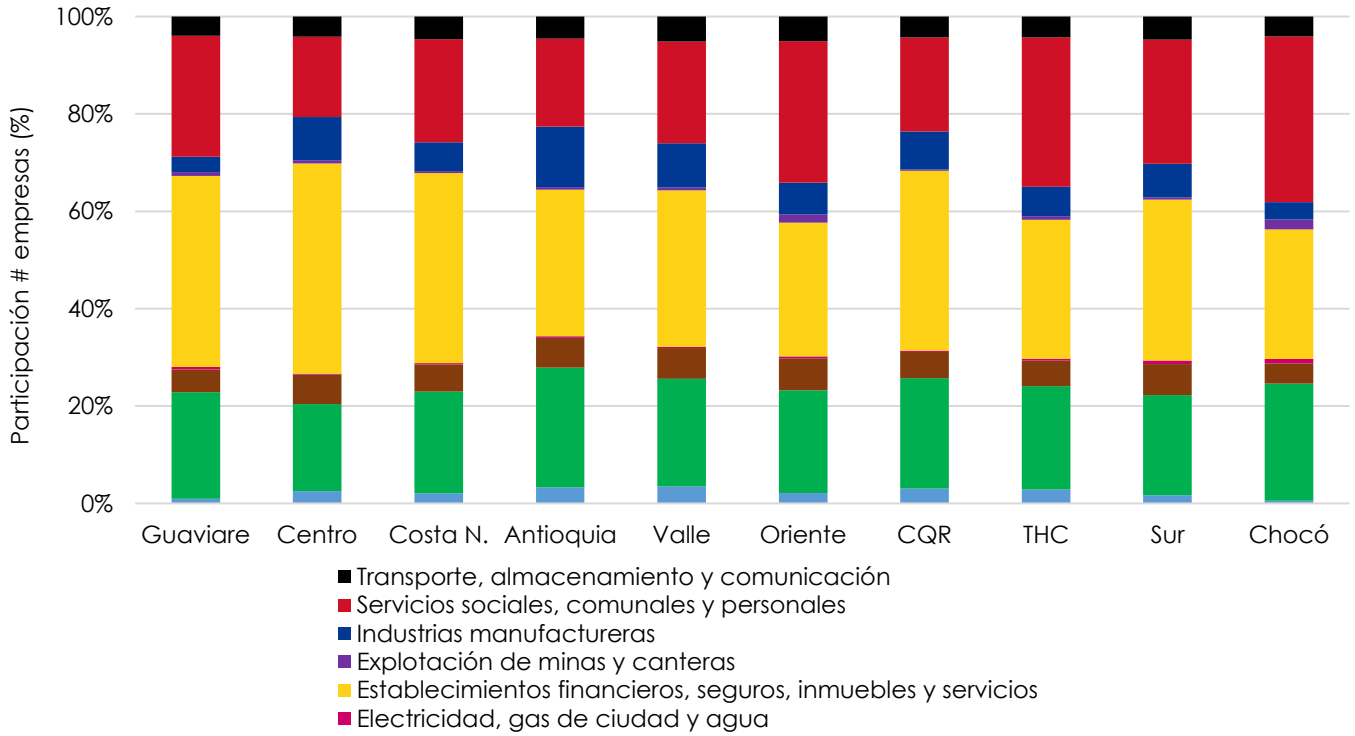


Figura 28. Distribución # empresas sectores económicos por región.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

La Figura 28 muestra como los sectores terciarios correspondiente con las actividades de establecimientos financieros, inmobiliarias, comercio, hotelería y restaurantes, son las que en términos de número de establecimientos, están mayormente distribuidos en todas las regiones. El total de participación en este sector se encuentra entre 72% y 87%. El restante se distribuye entre los demás sectores, Manufactura con participación entre 3% y el 12%, explotación de minas y canteras, 0.2% y 2%.

Importante destacar de las Figura 27 y Figura 28, que teniendo en cuenta que no hay una relación directa del consumo de electricidad con el número de establecimientos por sector económico, la intervención de los sectores de mayor demanda eléctrica, podría ser menos demandante en esfuerzo, debido a que en menor número de empresas intervenidas podría resultar un mayor aporte en la

reducción de GEI por aplicación de mecanismos RD. A continuación se muestra en la Figura 29, cuales son las regiones con mayor participación en cada sector.

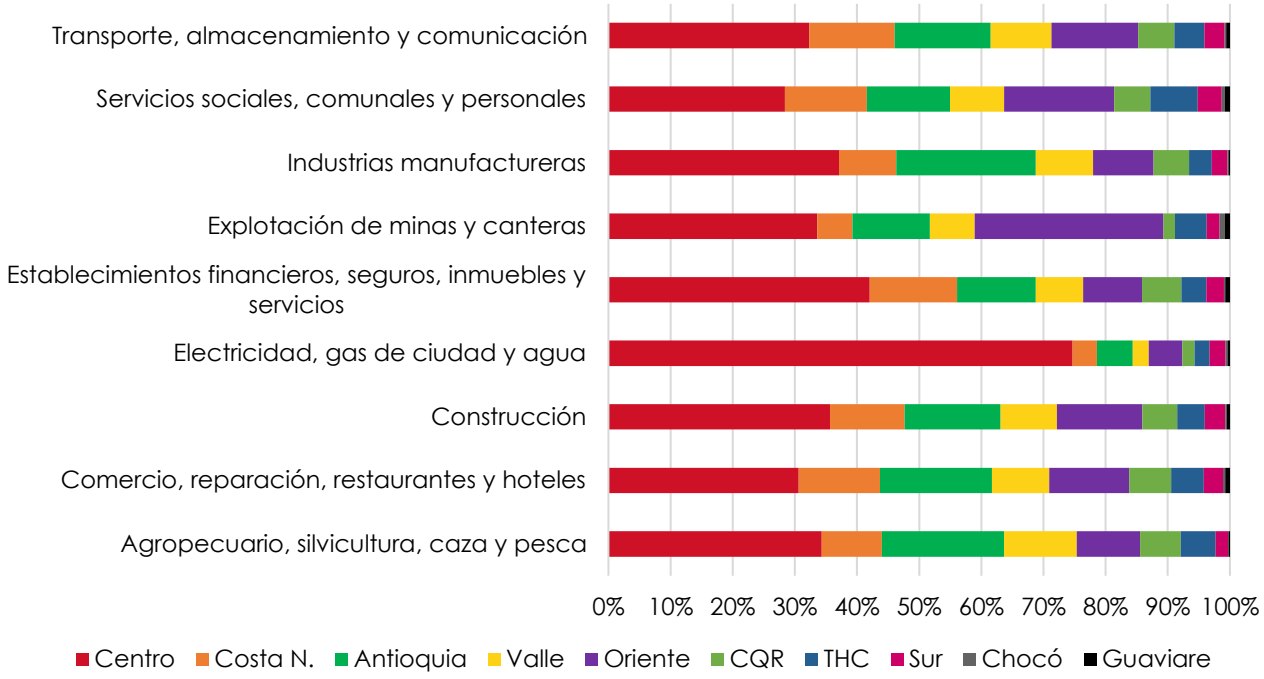


Figura 29. Participación por # empresas sectores económicos por región.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

Haciendo análisis en los sectores de mayor consumo de energía y los de mayor crecimiento PIB, se identifica para estos sectores, las actividades con mayor participación por el número de empresas y se muestra para estas actividades, la descripción de la misma y la distribución por procesos del consumo energético, particularmente de electricidad.

En general, los consumos eléctricos en los sectores con mayor demanda de electricidad, la industria manufacturera y los de mayor crecimiento económico, el sector terciario, están distribuidos en procesos de uso de motores, iluminación, acondicionamiento de aire, refrigeración, calentamiento, equipos de cómputo y calor directo (resistencias). La Figura 30 muestra de forma general, la distribución del consumo de energía eléctrica del sector manufacturero y del sector terciario (financiero, comercio, hoteles, restaurantes) y de manera particular para algunas actividades en cada uno de esos sectores.

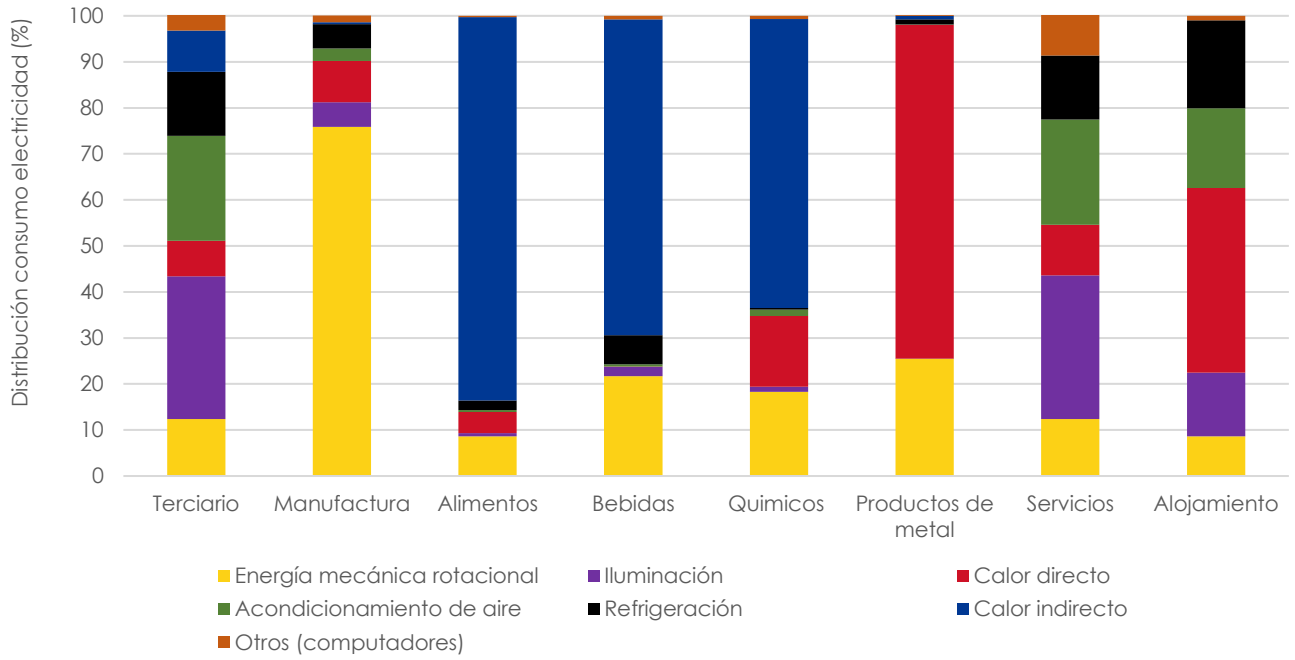


Figura 30. Distribución de uso de la electricidad por sector económico
Fuente: elaboración propia. Datos (UPME, 2016c)

Según la Figura 30, en el sector manufactura, alrededor del 76% de la demanda de electricidad se usa en el accionamiento de motores, mientras que en el sector terciarios, cerca del 68% se usa en iluminación, acondicionamiento de aire y refrigeración. Sin embargo, este resultado, no es concluyente respecto al real potencial de aplicación RD, debido a la heterogeneidad de los sectores, en cuanto a la naturaleza de las actividades, particularmente para el sector de manufactura. La misma Figura, muestra como para diferentes actividades económicas del sector manufactura, no hay una constante en la distribución de la demanda de electricidad, si comparado con el sector terciario, que muestra un comportamiento similar en los procesos. Debido a esta variación, es necesario hacer una clasificación particular de las actividades, describiendo aquellas con mayor participación en las ciudades, y para cada una exponer los procesos donde hay demanda de electricidad.

En los siguientes numerales se muestra el aporte de los diferentes sectores en los mecanismos RD, haciendo especial énfasis en el sector manufactura y sector terciario (Comercio, restaurantes, hoteles, establecimientos financieros, servicios salud, educación), la clasificación de las actividades, su distribución por ciudad y para aquellas con mayor participación, la descripción de los procesos de consumo eléctrico.

2.4.2. Agricultura, ganadería, caza, silvicultura y pesca

En este apartado, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. Adicionalmente, a partir de datos del DATLAS, se hace un análisis del sector, para identificar las zonas del país con mayor participación y las actividades mayormente distribuidas. Inicialmente, de manera general, se muestra en la Figura 31, la participación por departamento, en el sector agricultura, ganadería, silvicultura y pesca.

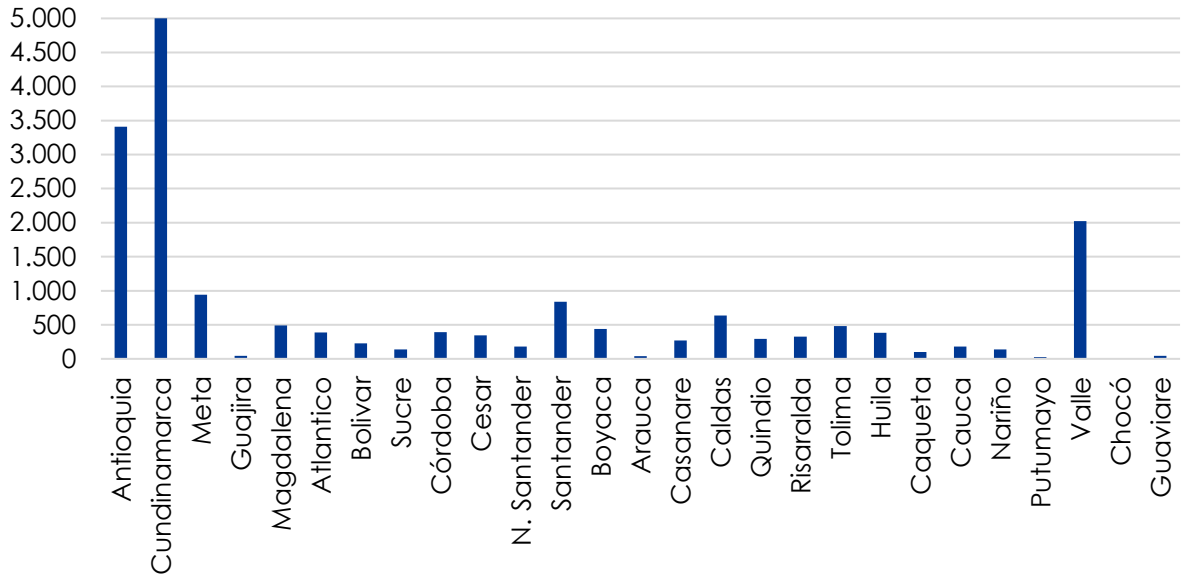


Figura 31. Participación empresas de la agricultura por departamento
Fuente: Adaptado de (Ricardo Hausmann, 2018)

De acuerdo con la Figura 31 los departamentos con mayor número de unidades productivas del sector son, Antioquia, Cundinamarca, Valle del Cauca, Meta y Santander. A continuación, la Tabla 15 muestra las actividades incluidas en el sector Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca.

Tabla 15. Actividades económicas del sector Agricultura.
Fuente: Elaboración propia

CIIU	Actividad económica
01	**Agricultura, ganadería, caza y actividades de servicios conexas**
	Cultivos agrícolas transitorios: cereales, legumbres, semillas oleaginosas, arroz, hortalizas, tabaco, plantas textiles, otros
	Cultivos agrícolas permanentes: caña, banano, café, frutas tropicales, flores, especias y aromáticas
	Ganadería: bovino, bufalino, equino, ovejas y cabras, porcino, aves de corral, otros
	Explotación mixta: agrícola y pecuaria
	Propagación de plantas: Viveros
	Actividades de apoyo a la agricultura y la ganadería, y actividades posteriores a la cosecha
02	**Silvicultura y extracción de madera**
03	**Pesca y acuicultura**

En la Figura 32 se muestra la distribución de las actividades del sector en el país, para las diferentes regiones consideradas.

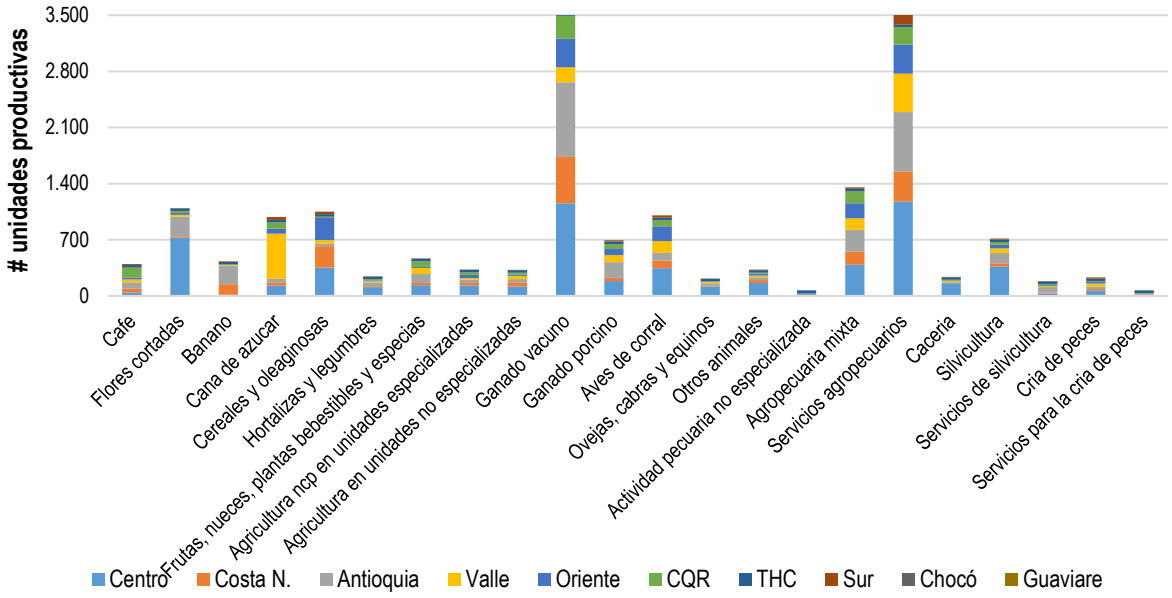


Figura 32. Participación de las regiones por actividad en el sector agropecuario.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

De acuerdo con la Figura 32, y la clasificación de la Tabla 15, en el sector Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca, las actividades de mayor volumen son las relacionadas con ganadería, particularmente, ganado vacuno y porcino y aves de corral, los servicios agropecuarios, la agropecuaria mixta, los cultivos, flores, caña, banano, café, cereales y oleaginosas. A continuación en la Figura 33 se muestra para estas actividades, los departamentos donde están mayormente distribuidos.

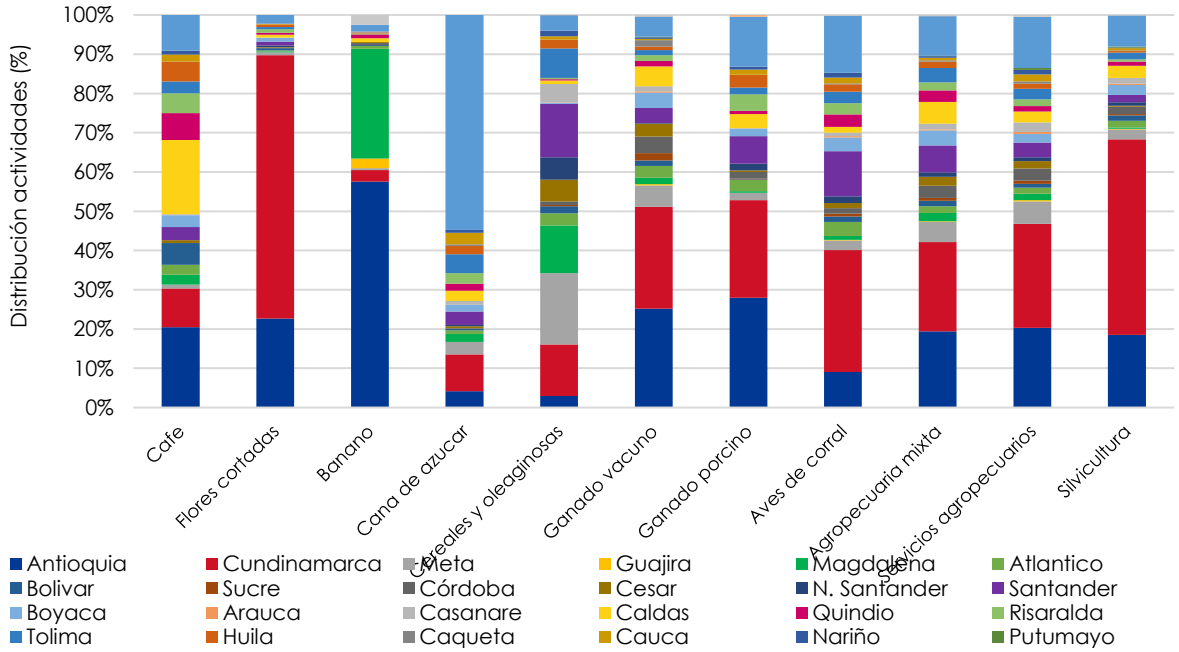


Figura 33. Distribución actividad productivas representativas del sector agropecuario por depto.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

A partir de la Figura 33, en la Tabla 3 se identifican los departamentos que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, parlas actividades seleccionadas.

Tabla 16. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Café	Flores	Caña	Banano	Cereales y oleaginosas	Vacuno	Porcino	Aves corral	Mixta	Silvicultura
Antioquia	X	X	X	X		X	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X		X	X	X	X	X	X
Valle	X		X			X	X	X	X	X
Santander					X		X	X	X	
Córdoba						X				
Caldas	X					X			X	
Boyacá						X				
Huila	X		X							
Magdalena				X	X					
Tolima					X					
Meta					X	X		X	X	

A partir de la información recolectada y habiendo seleccionado las actividades predominantes en el sector de agricultura, ganadería, silvicultura y pesca, se procede a hacer un análisis del uso de energía en ellas. Este análisis se hace a partir de los datos disponibles internacionalmente, particularmente de los Estados Unidos, dada la ausencia o escasez de datos particulares del sector en Colombia.

La extensión del uso de la electricidad, depende de las actividades agropecuarias particulares y del grado tecnológico de su práctica. En general, la energía usada en la agricultura se divide en dos grupos, energía indirecta e indirecta, esta última por el uso de productos como los fertilizantes y los pesticidas, y los segundos por el uso de combustibles y electricidad. En promedio, la energía directa usada en las operaciones de agricultura suma cerca del 56% del consumo total de energía en este sector. El uso de energía directa está ligado básicamente al uso de combustibles como diésel y gasolina en la operación de equipos para actividades como plantar, arar y cosechar; en secado, transporte y actividades ganaderas (Beckman, Borchers, & Jones, 2013). La electricidad se usa en el transporte y operaciones agrícolas, iluminación, equipos eléctricos, procesos de automatización y gestión de fincas (Gołaszewski et al., 2012; Schnepf, 2004). Entre esos procesos, el de riego consume cerca del 15% del total de energía del sector y dependiendo del grado tecnológico del cultivo, puede elevarse hasta el 40%, si se incluye el control de atmosferas de cultivos, iluminación, ganadería y actividades diarias de la granja (Beckman et al., 2013).

Particularmente, para Colombia, es indispensable la caracterización de los procesos del sector para tener una idea más clara respecto al consumo de energía en particular y poder proponer los mecanismos RD apropiados a cada actividad. En la Tabla 17 se muestra en resumen y de forma cualitativa, adaptado de la información obtenida internacionalmente, para las actividades encontradas como predominantes según el análisis de la sesión anterior, los procesos donde hay uso de energía directa (electricidad y combustibles).

Tabla 17. Usos de energía eléctrica en las actividades de agricultura. Fuente: Elaboración propia

Actividades agrícolas	Uso de energía eléctrica
Cultivos: café, banano, cereales, caña	Semilleros o almácigos: acondicionamiento del ambiente, irrigación. Almacenamiento del producto: Ventilación, acondicionamiento.
Cultivo en invernadero: flores, verduras	Equipos de control de procesos, iluminación, ventilación, irrigación

Actividades agrícolas	Uso de energía eléctrica
Ganado vacuno: Leche y carne	Ordeño, limpieza y desinfección, enfriamiento de leche y carne, iluminación y ventilación de los establos y graneros, suministro de agua caliente para saneamiento.
Ganado porcino y aves de corral	Alimentación automática, control de ambientes, manejo de la granja.

Esta distribución depende del grado de tecnología de la actividad agrícola y de esta la demanda de electricidad. Así, las actividades de producción de frutas y verduras pueden ser tan intensivos en demanda de electricidad cuanto más mecanizado sea el proceso. Similarmente para cultivos en invernadero, los procesos de regulación de temperatura y riego son muy demandantes de electricidad. La Figura 34, muestra la distribución energética para algunos cultivos y actividades ganaderas en particular, tomando referencias internacionales.

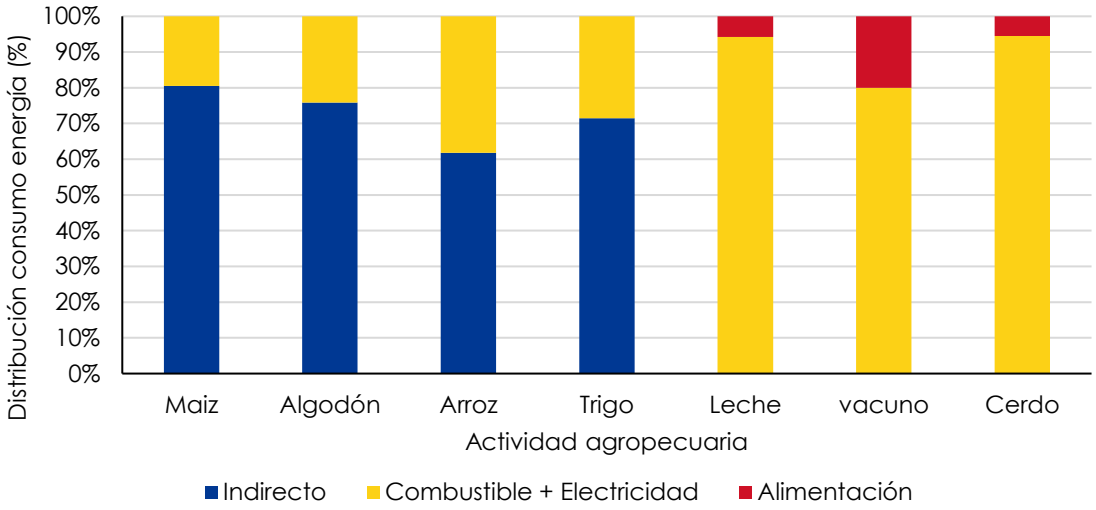


Figura 34. Demanda de energía en algunos cultivos en particular
Fuente: Adaptado de (Beckman et al., 2013)

Esta Figura, muestra como en las actividades relacionadas con cultivos, la mayor demanda de energía se da de manera indirecta, en cambio en el sector ganadero, el mayor consumo se da en combustible y electricidad. Las actividades ganaderas cuyo propósito es carne y lácteos, son extensivas en el consumo eléctrico, principalmente refrigeración y calentamiento, actividades de cultivo permanentes como café demandan electricidad etapas de descascarado, limpieza y secado del grano, la floricultura, en procesos de acondicionamiento de ambientes y riego.

En general, mecanismos RD son susceptibles de ser aplicados básicamente en los procesos de riego de los cultivos. En tanto, es limitado en actividades ganaderos, como carne y lácteos, ya que los procesos donde se demanda electricidad, la refrigeración, son para conservación, y estos procesos no pueden ser suspendidos o modificados debido a que la cadena de frio no puede ser interrumpida. A continuación la Figura 12 muestra el consumo eléctrico para los principales procesos en la ganadería lechera.

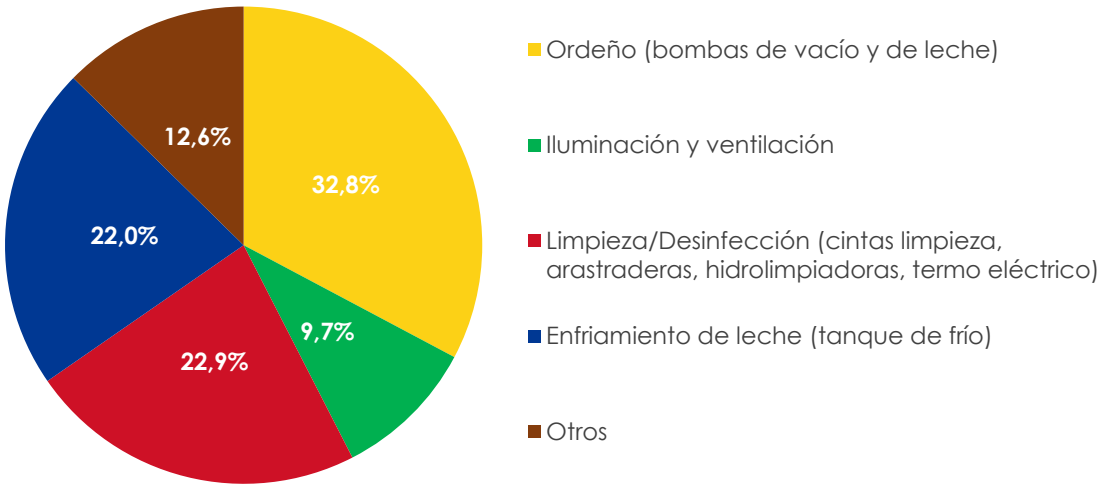


Figura 35. Distribución consumo eléctrico en actividades de ganadería lechera.
Fuente: Elaboración propia de (Bartolomé et al., 2013)

Esta Figura, muestra que los procesos de ordeño, iluminación, ventilación, limpieza y desinfección podrían ser susceptible de aplicar mecanismos RD, sin embargo, particularmente para Colombia es necesario caracterizar muy bien el sector ya que la cantidad de energía necesaria en las ganaderías varía ampliamente en función del tamaño del ganado, el nivel de tecnología empleada y el tipo de manejo. A continuación la Tabla 18 muestra cualitativamente el aporte de los procesos en el sector Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca a mecanismos RD, a partir del análisis realizado al sector teniendo en cuenta la distribución de las actividades en las diferentes regiones.

Tabla 18. Aporte del sector Agricultura, ganadería, silvicultura y pesca a mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia.

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Germinación y siembra	Térmico/Eléctrico	Motriz (Regadíos), iluminación, atmosferas controladas	R-D
Adecuación de terrenos	Térmico/Eléctrico	Motriz, Maquinas de laboreo	R-D
Ferti-irrigación	Térmico/Eléctrico	Motriz	R-D
Aprovechamiento y transporte	Térmico	Vehículos motorizados	R-D
Almacenamiento y conservación	Térmico/eléctrico	Cámaras de frio o atmosferas controladas, iluminación y ventilación	R

2.4.3. *Comercio, reparación, restaurantes y hoteles*

En este apartado, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas. El análisis se realiza a partir de datos de número de empresas del sector, obtenidos de la base de datos del DATLAS., con el fin de identificar las zonas del país con mayor participación en el sector de comercio, reparación,

restaurantes y hoteles. La Figura 36 muestra la participación por departamento, en el sector comercio, reparación, restaurantes y hoteles.

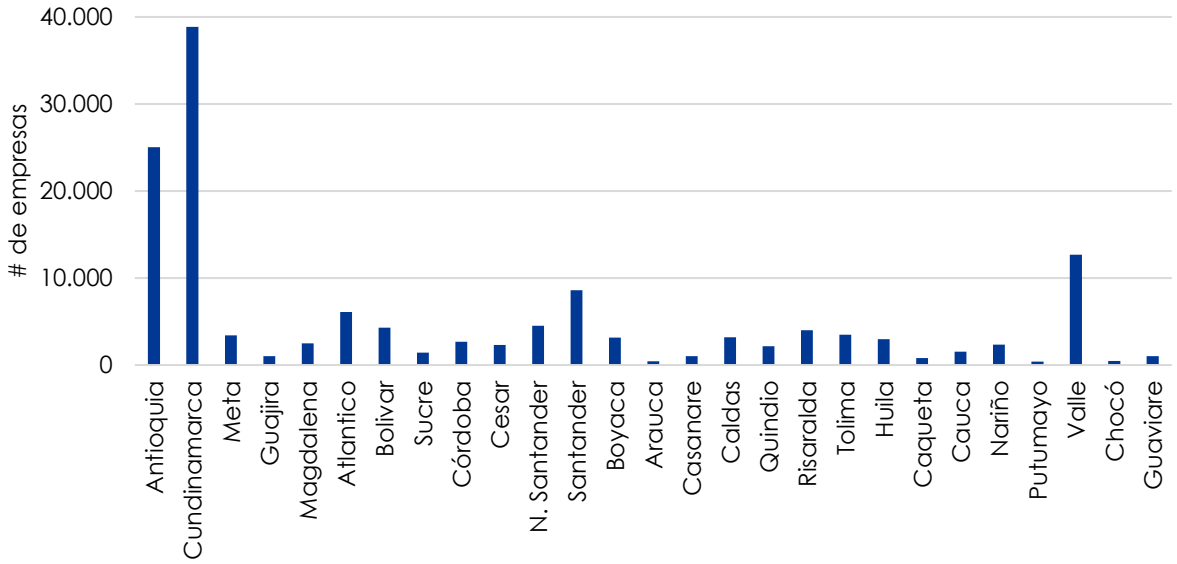


Figura 36. Participación # empresas sector comercio.
Fuente: Elaboración propia (Ricardo Hausmann, 2018)

De acuerdo con la Figura 36, los departamentos con mayor número de unidades productivas del sector son Cundinamarca, Antioquia, Valle del Cauca, Santander, Atlántico, Risaralda y Meta. Este sector, parte del sector terciario, agrupa las actividades relacionadas de los subsectores comercio, reparaciones, hotelería y restaurantes. De acuerdo a la clasificación de la DIAN, la Tabla 19 muestra las actividades de este sector.

Tabla 19. Actividades económicas del sector comercio, reparación, restaurantes y hoteles.
Fuente: Elaboración propia.

Actividad económica
Comercio relacionado con automotores y motocicletas, combustibles y lubricantes
Reparación automotores y motos
Comercio al por mayor y en comisión o por contrata
Comercio al por menor (incluso el comercio al por menor de combustibles), excepto el de vehículos automotores y motocicletas
Alojamiento y similares
Restaurantes, bares y similares
Actividades de servicios de comidas y bebidas

A continuación la Figura 37 muestra la distribución por regiones de estas actividades.

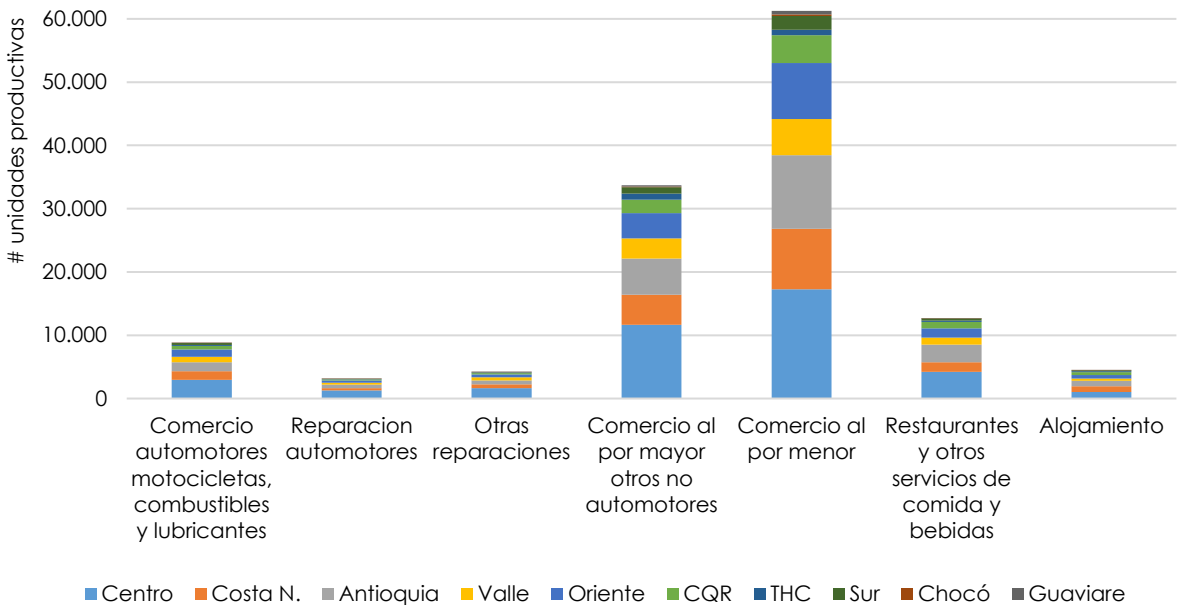


Figura 37. Participación de las regiones por actividad en el sector comercio.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

De acuerdo con la Figura 37 y la clasificación de la Tabla 19, las actividades de mayor número de unidades productivas del sector es el comercio al por menor y mayor de productos no automotores, y en menor medida, restaurantes, comercio de automotores y motocicletas y alojamiento. En las regiones Centro, Costa N, Antioquia, Valle, Oriente y CQR. A continuación, en la Tabla 7 se identifican los departamentos que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 20. Distribución por departamento de las principales actividades sector comercio con potencial RD.
Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Comercio por menor y mayor automotores y motocicletas	Comercio por menor y mayor otros	Restaurantes y conexos	Alojamiento
Antioquia	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X	X
Valle		X		
Santander	X	X	X	X
Atlántico	X	X	X	X
Risaralda		X		
Magdalena			X	X
Bolivar			X	X

A partir de la información y habiendo seleccionado las actividades predominantes en el sector comercio, reparación, restaurantes y hoteles, se procede a hacer un análisis del uso de energía en ellas. A continuación, Figura 38, muestra los procesos de consumo energético en un hotel.

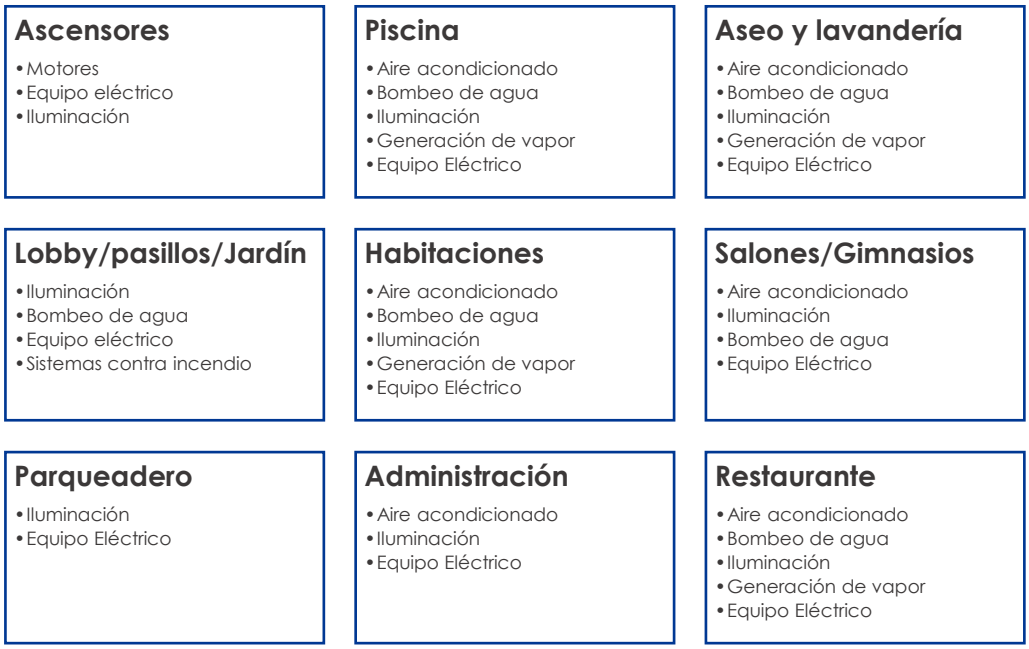


Figura 38. Procesos de consumo energético en el sector terciario: Hoteles y restaurantes
Fuente: (Corpoema, 2014)

Esta figura ilustra los procesos de consumo energético en las actividades de hotelería, la cual es una actividad con potencial de RD principalmente en habitaciones, administración y aseo Este sector básicamente consume electricidad en iluminación, refrigeración, calor directo y acondicionamiento de aire. La Figura 39 muestra la distribución del consumo eléctrico en alojamiento.

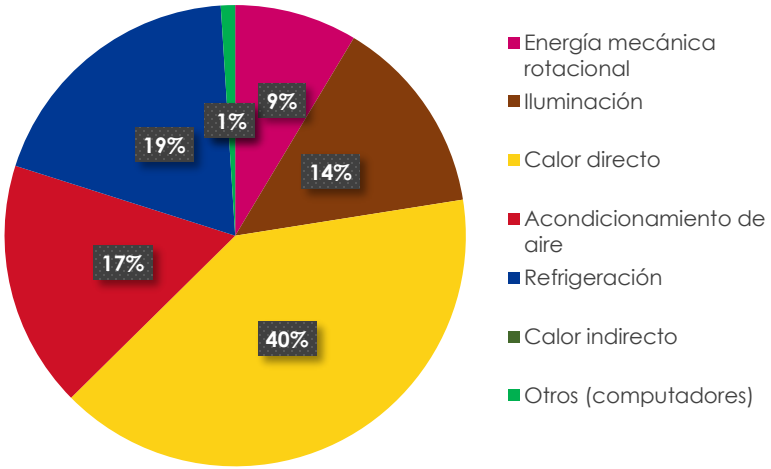


Figura 39. Distribución por uso del consumo eléctrico en la actividad alojamiento.
Fuente: Elaboración propia de (UPME, 2014, 2016b)

Esta figura muestra que los procesos de mayor consumo en alojamiento se encuentran en calor directo, el acondicionamiento de espacios y la iluminación. Sin embargo, también es un sector con alta heterogeneidad, no solo por las características particulares de la actividad, sino también porque el consumo de energía presenta variación en dependencia con el clima donde se ubique al igual que con el grado de confort, particularmente para la actividad de hotelería. A continuación la Tabla 21, muestra cualitativamente el aporte de los procesos en el sector comercio, reparación, hotelería y restaurantes a

mecanismos RD, a partir del análisis realizado al sector teniendo en cuenta la distribución de las actividades en las diferentes regiones.

Tabla 21. Aporte del sector comercio, reparación, hotelería y restaurantes a mecanismos RD. Fuente: Elaboración propia.

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Ascensores	Eléctrico	Iluminación, motriz	R
Piscina	Térmico/ eléctrico	Aire acondicionado, calor, motriz, iluminación	R
Aseo/lavandería	Térmico/ Eléctrico	Calor indirecto, vapor	R-D
Habitaciones	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, refrigeración	R
Salones sociales	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, motriz	R
Zonas comunes	Eléctrico	Iluminación	R
Restaurante	Térmico/eléctrico	Calor, gas, equipos eléctricos	R-D
Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D
Parqueadero	Eléctrico	Iluminación, equipos eléctricos.	R

2.4.4. Construcción

En este apartado, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. A continuación, se hace un análisis del sector, para identificar las actividades y zonas del país con mayor participación. Así, de manera general, la Figura 40, la participación por departamento, en el sector.

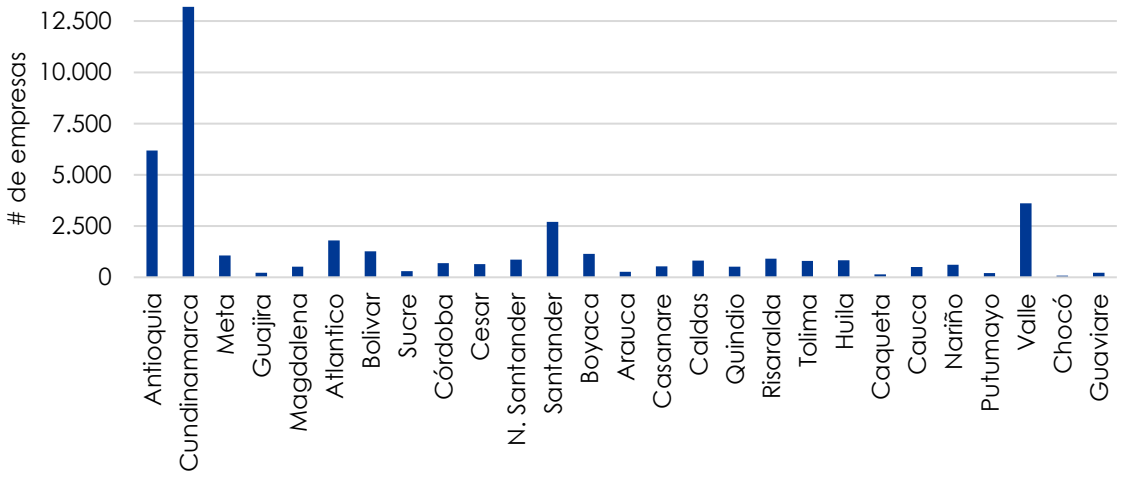


Figura 40. Participación por departamento de empresas del sector construcción. Fuente: Elaboración propia (Ricardo Hausmann, 2018)

De esta figura, los departamentos con mayor participación del sector construcción son Cundinamarca, Antioquia, Valle, Santander, Atlántico, Bolívar y Boyacá. A continuación, la Tabla 22 muestra las actividades incluidas en el sector construcción y la Figura 52, la distribución de estas actividades en los departamentos.

Tabla 22. Actividades económicas del sector Construcción.
Fuente: Elaboración propia

Actividad económica
Construcción de edificios residenciales y no residenciales
Obras de ingeniería civil: carreteras, proyectos de servicio público, otras
Actividades especializadas para la construcción de edificios y obras de ingeniería civil

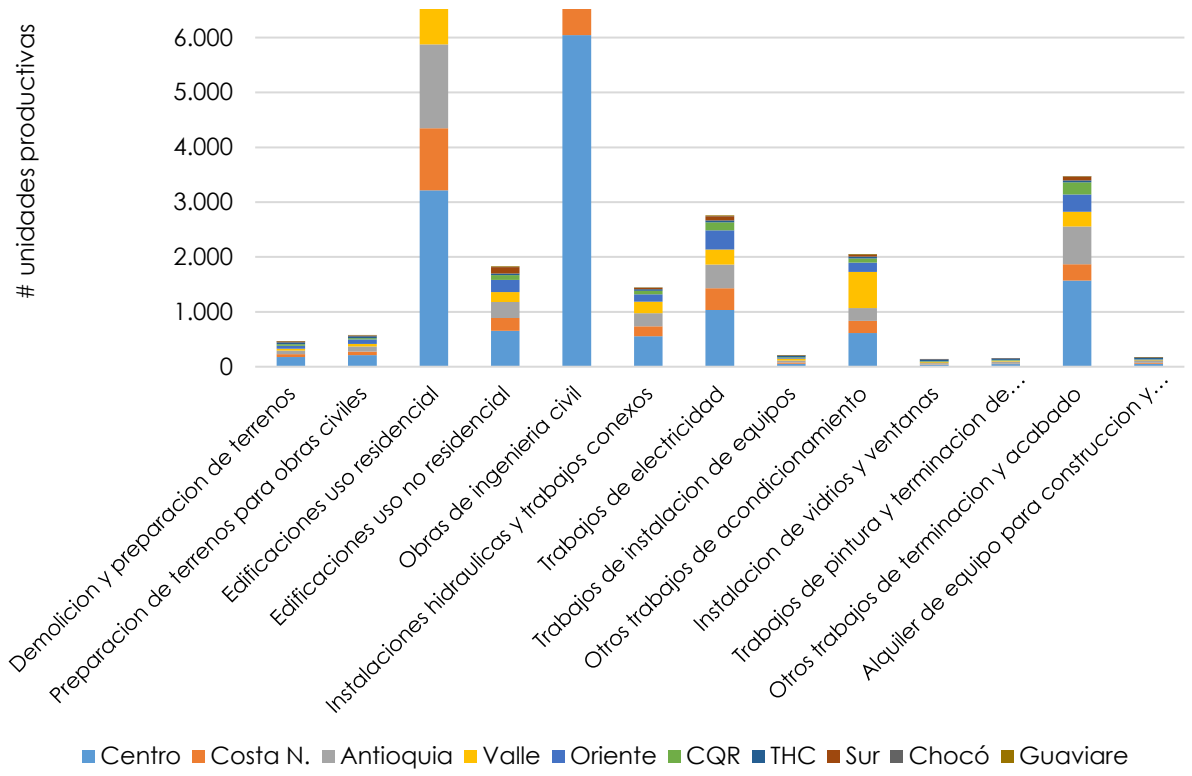


Figura 41. Distribución por región de Actividades en el sector Construcción.
Fuente: Elaboración propia

De esta figura, es posible observar como las principales actividades del sector son la construcción de edificios residenciales, obras civiles, edificaciones de obras no residenciales, instalaciones eléctricas y acabados. A continuación en la Figura 42 se muestran los departamentos con mayor participación de estas actividades.

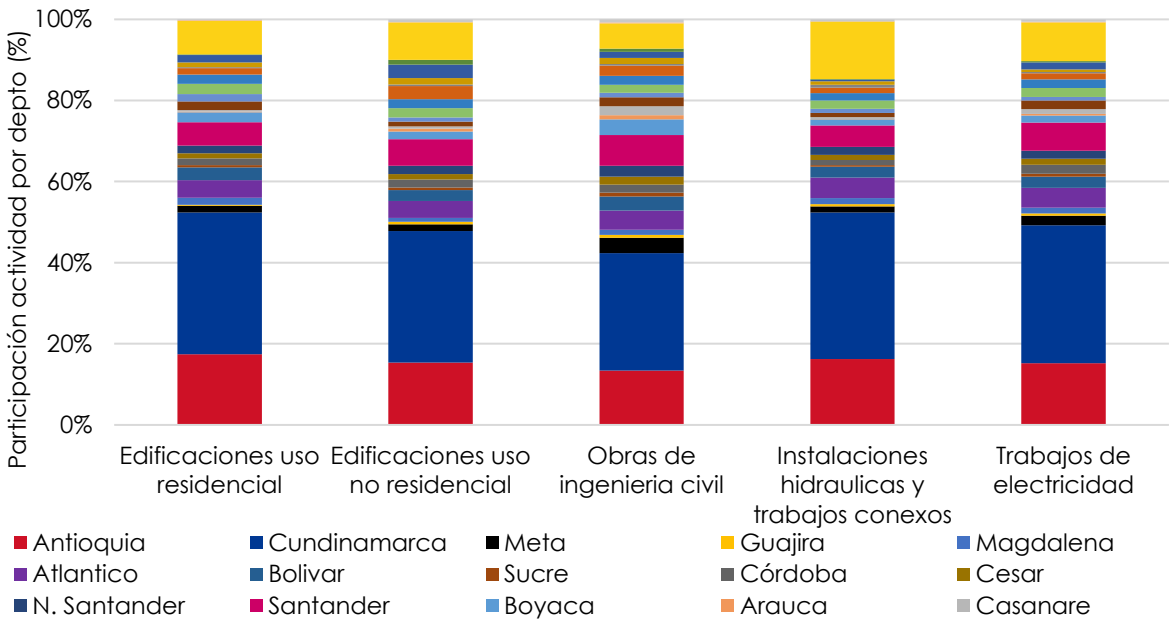


Figura 42. Participación por depto de las principales actividades en el sector Construcción. Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

A partir de la Figura 42 en la Tabla 22 se ubican los departamentos a considerar como potencial población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 23. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Residencial	No residencial	Obras ingeniería civil	Instalaciones hidráulicas	Instalaciones eléctricas
Antioquia	X	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X	X	X
Valle	X	X	X	X	X
Atlántico	X	X	X	X	X
Santander	X	X	X	X	X
Boyacá			X		
Huila		X			
Nariño		X			

A continuación, se muestra la descripción y la caracterización del sector Construcción teniendo en cuenta los procesos energéticos. El sector de construcción representa alrededor del 6% del consumo total de electricidad como se mostró en la Figura 27. A continuación la Figura 43 muestra la distribución del consumo de electricidad en el sector de construcción.

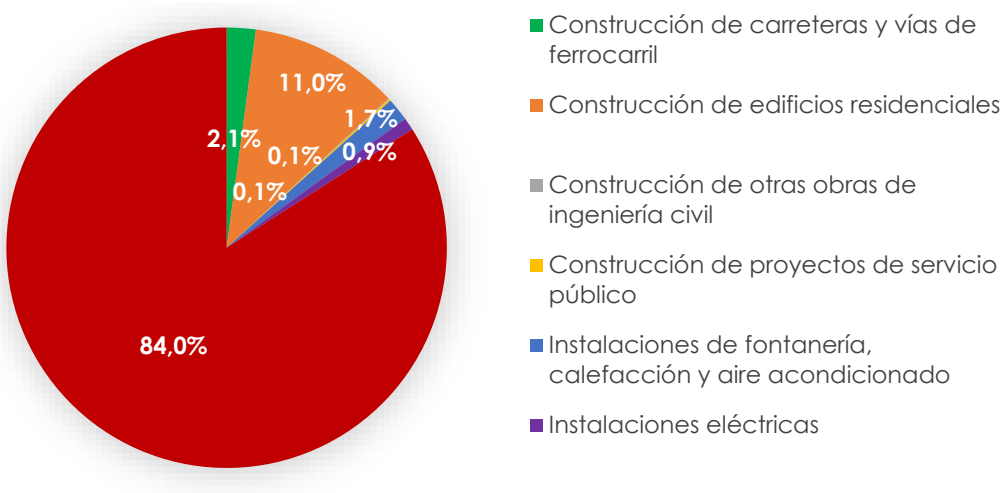


Figura 43. Distribución del consumo eléctrico en el sector de la construcción
Fuente: (XM, 2017)

La Figura 43 muestra que la actividad del sector construcción que mayores consumos presenta es la construcción de edificaciones residenciales y obras de ingeniería civil. En general, el proceso de construcción de edificaciones se divide en nueve sub-etapas: i) ingeniería de Estructura y decoración externa, ii) ingeniería de decoración primaria, iii) ingeniería HVAC (Calentamiento, ventilación y aire acondicionado, de sus siglas en inglés), iv) ingeniería civil, v) ingeniería eléctrica, vi) agua y alcantarillado, vii) alumbrado público, viii) agua y alcantarillado publico ix) paisajismo. Esta distribución se resume en la Figura 44.

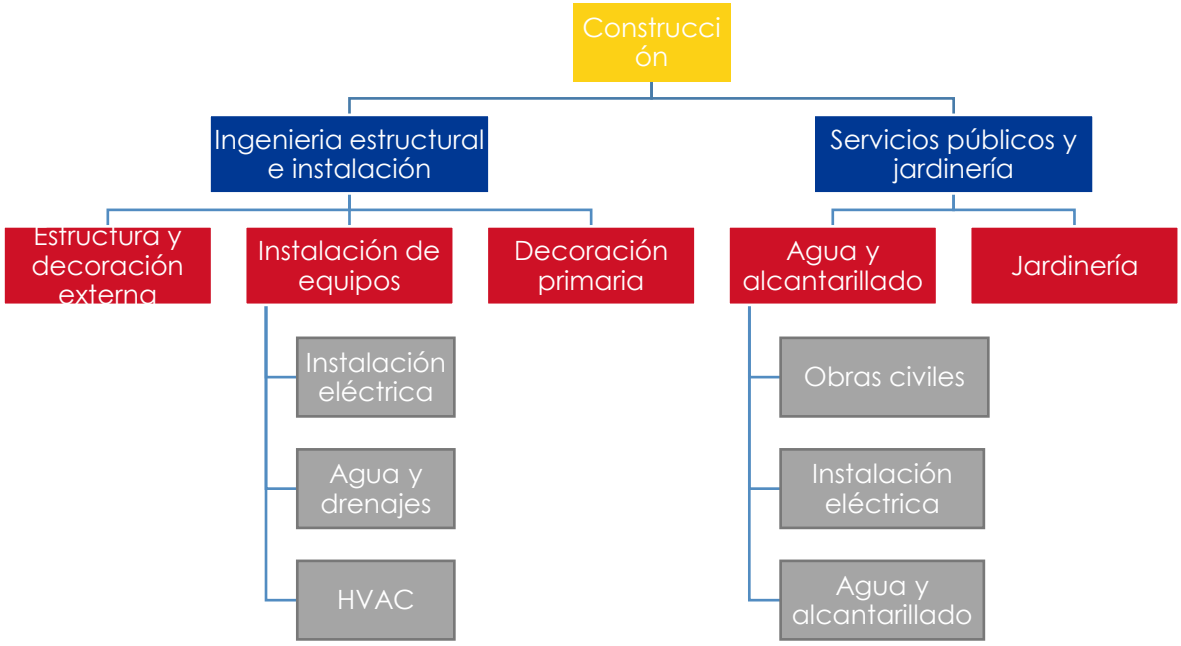


Figura 44. Etapas del proceso de construcción de edificaciones
Fuente (Han et al., 2013)

Las actividades para dar estructura a la construcción y la ingeniería de decoración externa contribuyen con más de la mitad de los consumos energéticos de este sector, seguido por las actividades de decoración primaria con 23% y la ingeniería eléctrica con 3%. Los requerimientos energéticos de los

materiales de entradas como el hierro, el cemento, la arena y productos metálicos representan ¾ del total de consumo energético en el sector (Han et al., 2013). La Figura 45, muestra la distribución del consumo de energía en este sector.

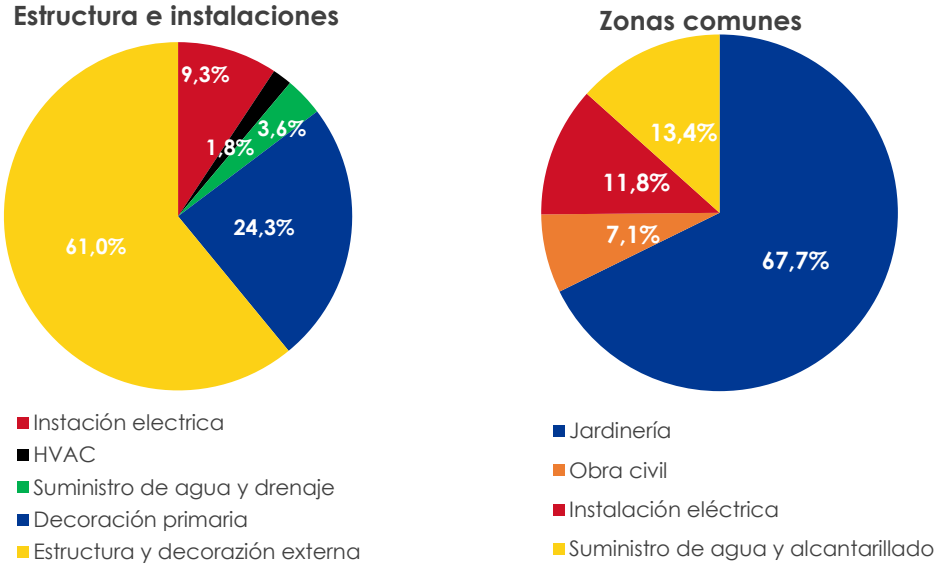


Figura 45. Distribución de consumo en las etapas de construcción de edificaciones
Fuente: (Han et al., 2013).

Esta Figura muestra que los procesos con mayor consumo energético se encuentran de forma indirecta en los procesos estructurales donde el uso del cemento y el acero son predominantes, y en los procesos de decoración primaria y HVAC, donde básicamente son usados equipos eléctricos. El uso de electricidad en esta etapa presenta variaciones, ya que depende del nivel de lujo de la edificación. La energía indirecta no se puede controlar en la construcción, excepto con uso de otros materiales menos extensivos energéticamente. A continuación la Tabla 24 muestra el aporte por procesos del sector construcción a mecanismos RD

Tabla 24. Aporte del sector construcción a mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia

Etapas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Adecuación terreno	Térmico	Vehículos especializados	-
Tratamiento insumos construcción	Térmico/Eléctrico	Motriz (Trituración y mezclas)	R-D
Montaje y transformación	Térmico/ eléctrico	Motriz, equipos eléctricos	R-D
Acabados finales	Eléctrico	Iluminación, equipos eléctricos	R-D
Instalaciones eléctricas	Eléctrico	Equipos eléctricos	R-D

2.4.5. Electricidad, gas de ciudad y agua

A continuación, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector electricidad, gas de ciudad y agua. En este apartado, se aborda el consumo energético y en particular de electricidad para el sector de los servicios públicos de electricidad, agua y gas. Las actividades incluidas son las que se muestran en la Figura 46.

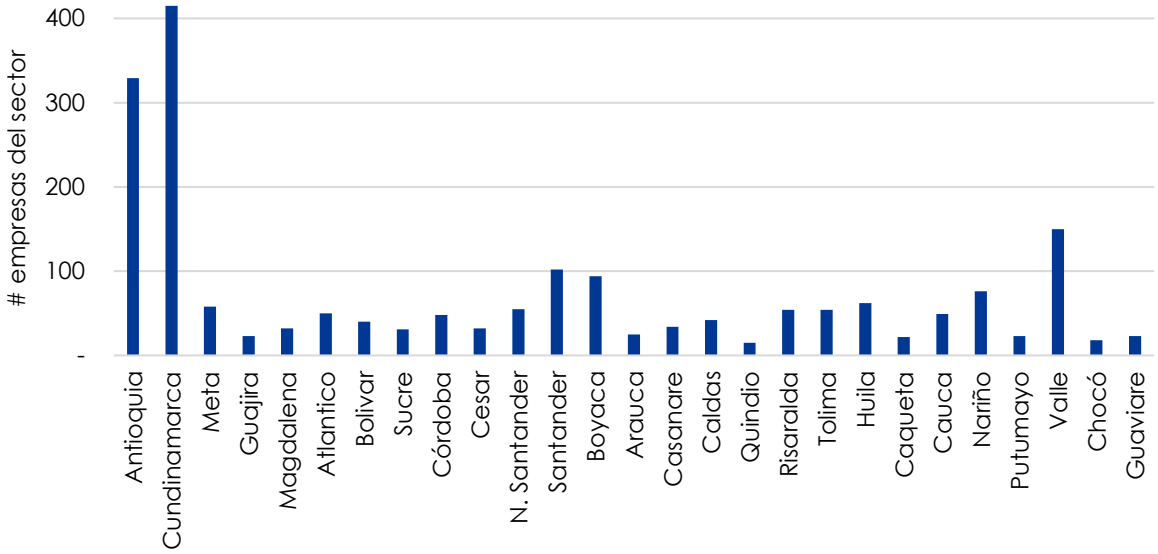


Figura 46. Participación por departamento de empresas del sector electricidad, gas y agua. Fuente: Elaboración propia (Ricardo Hausmann, 2018)

De la Figura 46, los departamentos con mayor número de empresas en este sector son Cundinamarca, Antioquia, Valle, Santander, Boyacá y Nariño. La siguiente tabla muestra las actividades del sector.

Tabla 25. Actividades económicas del sector electricidad, gas de ciudad y agua. Fuente: Elaboración propia

Actividad	Sub-actividad
Distribución de agua; evacuación y tratamiento de aguas residuales, gestión de desechos y actividades de saneamiento ambiental	Captación, tratamiento y distribución de agua
	Evacuación y tratamiento de aguas residuales
	Recolección de desechos no peligrosos
	Recuperación de materiales
	Tratamiento y disposición de desechos no peligrosos
Suministro de electricidad, gas, vapor y aire acondicionado	Comercialización de energía eléctrica
	Distribución de energía eléctrica
	Generación de energía eléctrica
	Producción de gas; distribución de combustibles gaseosos por tuberías
	Suministro de vapor y aire acondicionado
	Transmisión de energía eléctrica

A continuación la Figura 47 muestra la distribución por regiones de las actividades del sector electricidad, gas y agua.

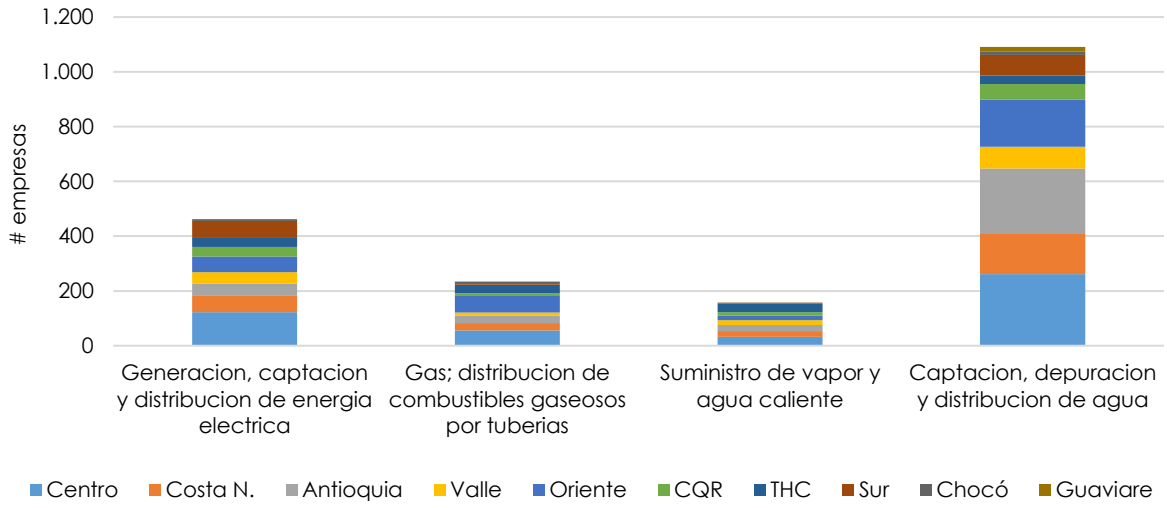


Figura 47. Participación de las regiones por actividad en el sector electricidad.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

De acuerdo con la Figura 47, y la clasificación de la Tabla 25, en el sector Electricidad, gas de ciudad y agua, las actividades de mayor volumen son las relacionadas con captación, depuración y distribución de agua y en menor medida la generación de electricidad y gas. En la Tabla 29 se identifican los departamentos que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 26. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD.
Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Agua	Electricidad	Gas
Antioquia	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X
Valle		X	
Santander	X	X	X
N. Santander			X
Nariño	X		
Boyacá	X		
Huila			X
Tolima		X	

La Figura 48 muestra la manera en la que se distribuye el consumo de electricidad en las actividades que hacen parte del sector de electricidad, gas de ciudad y agua.

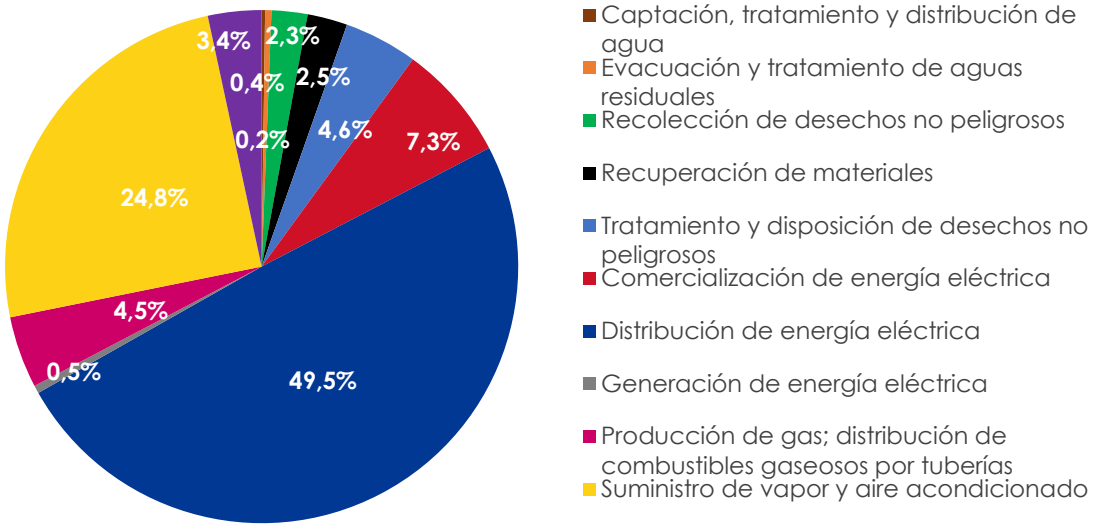


Figura 48. Distribución consumo eléctrico sector electricidad, gas de ciudad y agua
Fuente: Elaboración propia datos (XM, 2017)

De acuerdo con la Figura 48 el mayor consumo eléctrico se da en la transmisión de energía eléctrica (49%) y el suministro de vapor y aire acondicionado (24,8%). Estos consumos indican el auto consumo para la distribución a terceros.

El sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro que va desde la subestación de distribución hasta el medidor de los usuarios finales, el cual está dotado de mecanismos de control, seguridad y protección que son consumidores de electricidad. Se lleva a cabo por los Operadores del Sistema de Distribución. Esta distribución se realiza en dos etapas, la primera tiene la red de reparto (torres de transporte electricidad) y la segunda la red de distribución propiamente dicha (postes eléctricos) que cubre las grandes áreas de consumo. Los elementos que hacen parte de la red son: i) Subestación de distribución: transformadores, interruptores, seccionadores, etc. Cuya función es reducir los niveles de alta tensión de las líneas de transmisión, ii) Circuito primario, y iii) Circuito secundario. Este sector solo sería susceptible de mecanismos RD, como consecuencia de la aplicación de los mecanismos RD en los demás sectores, dado que al reducir o desplazar el consumo de energía en los otros sectores, de manera directa hay reducción o desplazamiento en este. En la Figura 49 se muestran los procesos que hacen parte de este sector, siendo todos consumidores de electricidad.

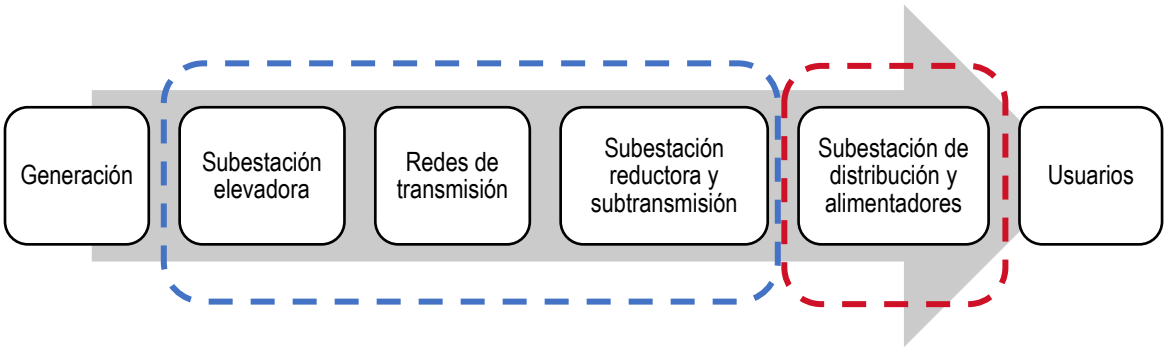


Figura 49. Esquema del sistema de distribución de electricidad.
Fuente: Elaboración propia

En el caso de suministro de agua, el consumo eléctrico está representado en los equipos de bombeo para captación y distribución de agua y ventiladores para procesos de aireación, y los equipos de

control. La Figura 50 representa un esquema de un sistema convencional de abastecimiento de agua y tratamiento de aguas residuales y se muestra las etapas donde hay uso de electricidad.

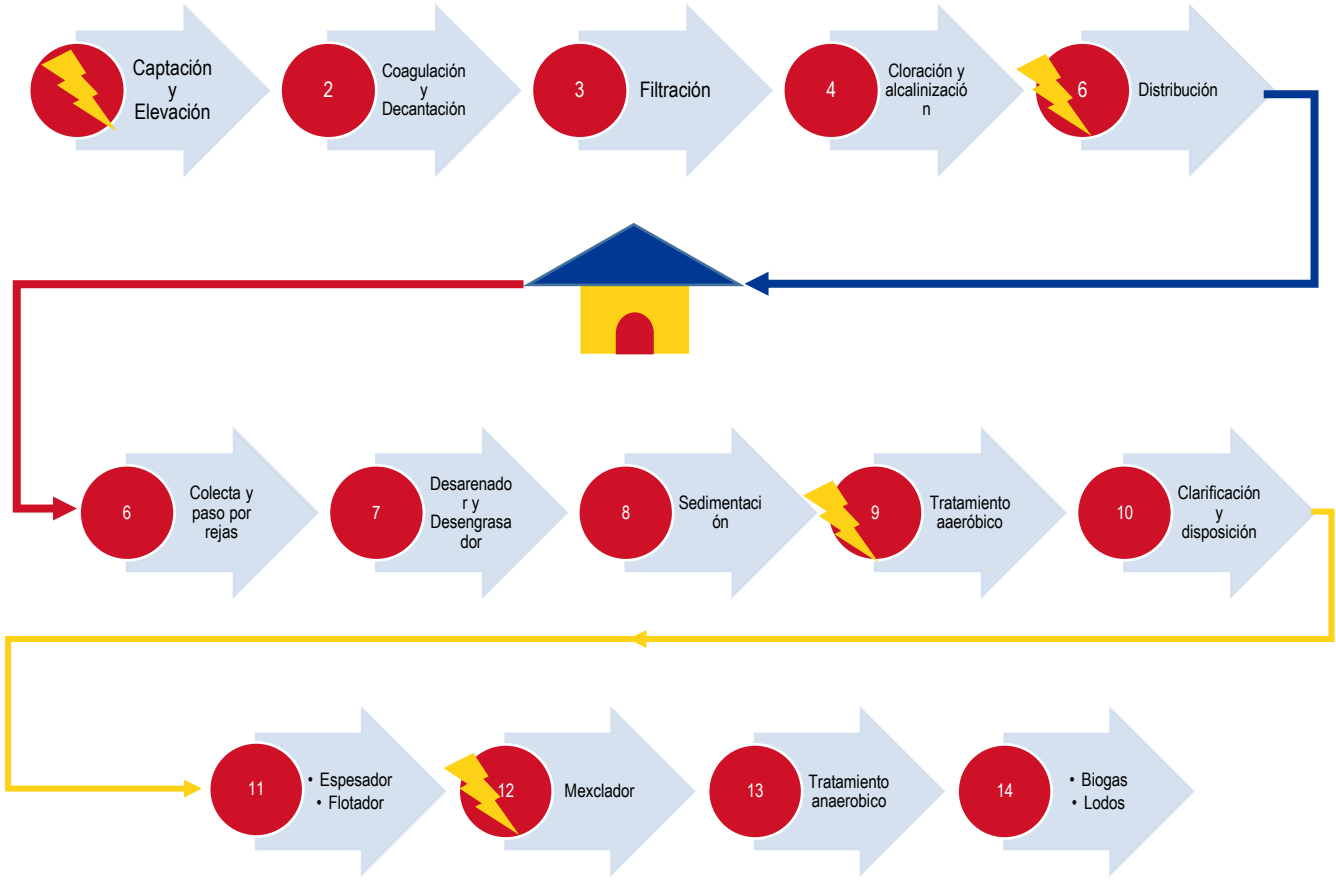


Figura 50. Esquema básico de un sistema de abastecimiento de agua y alcantarillado.
Fuente: Elaboración propia

Esta figura muestra que los procesos de captación y elevación y distribución donde se emplean bombas, los procesos de tratamiento aeróbico donde se usa ventiladores y el mezclador, junto con los elementos de control de los procesos, son las etapas donde la electricidad son la fuente de energía, sin embargo, la susceptibilidad de aplicación de mecanismos de RD es muy baja, debido a que son procesos que no pueden ser interrumpidos. A continuación, la Tabla 27 muestra el aporte por procesos del sector construcción a mecanismos RD.

Tabla 27. Aporte del sector electricidad, gas y agua a mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Captación	Eléctrico	Motriz, equipos especiales	R-D
Sistemas de Tratamiento y adecuación	Térmico/Eléctrico	Motriz	R
Sistemas distribución	Térmico/Eléctrico	Calor, motriz	R-D

2.4.6. Explotación de minas y canteras

En este numeral, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. A continuación, a partir de datos del DATLAS, se hace un análisis del sector, para identificar las zonas del país con mayor participación y las actividades mayormente distribuidas. Inicialmente, de manera general, se muestra en la Figura 51, la participación por departamento, en el sector de Explotación de minas y canteras.

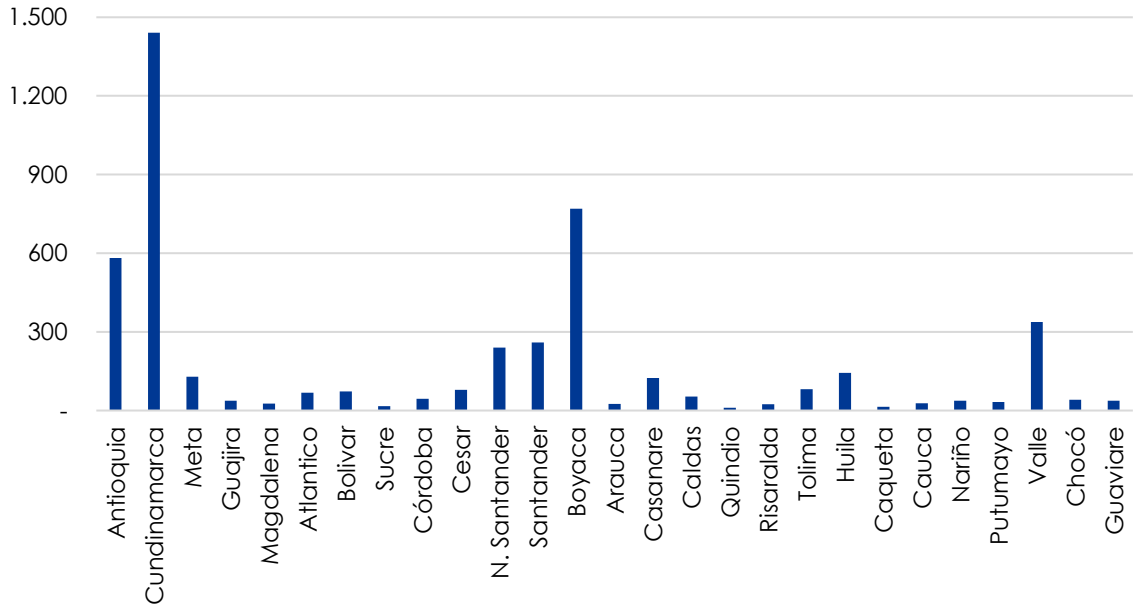


Figura 51. Participación de los departamentos en el sector Explotación de minas y canteras.
Fuente: Elaboración propia datos

Según la Figura 51, la mayor participación de este sector está en los departamentos de Cundinamarca, Boyacá, Antioquia, Valle, Santanderes, Meta, Casanare, Huila y Tolima. Este sector económico agrupa las actividades de extracción de materiales para construcción y minerales metálicos y no metálicos, así como la extracción de minerales energéticos o combustibles fósiles como petróleo, carbón y gas natural. La clasificación de los materiales explotados en este sector se muestra en la Tabla 28.

Tabla 28. Clasificación de los materiales del sector Explotación de minas y canteras.
Fuente: Elaboración propia.

Minerales energéticos	Minerales no metálicos	Minerales metálicos
• Petróleo	• Piedra	• Níquel
• Carbón	• Arena	• Hierro
• Gas natural	• Arcillas	• Cobre
	• Caolin, dolomita y caliza	• Oro
	• Esmeraldas	• Plata
		• Plomo
		• Otros

A continuación, la Tabla 29 muestra las actividades incluidas en el sector Explotación de minas y canteras.

Tabla 29. Actividades económicas del sector Explotación minas y canteras.
Fuente: Elaboración propia

CIIU	Actividad económica
05	Extracción de carbón de piedra y lignito
06	Extracción petróleo crudo y gas natural
07	Extracción de minerales metalíferos
08	Extracción otras minas y canteras
09	Actividades de apoyo

En la Figura 52 se muestra la distribución de las actividades del sector en las regiones del país.

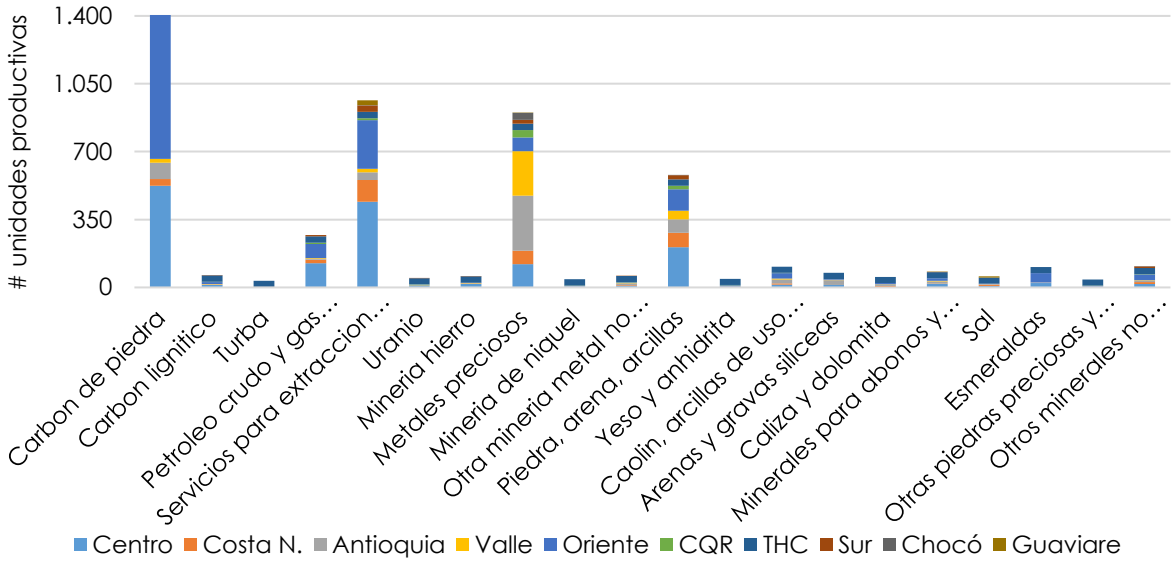


Figura 52. Distribución por región de Actividades en el sector Explotación de minas y canteras.
Fuente: Elaboración propia

De esta figura, es posible observar como las principales actividades del sector son la extracción de carbón, metales preciosos, piedra, arena, arcillas, petróleo crudo y gas natural, y los servicios relacionados con estos últimos. A continuación, en la Figura 53 se muestran los departamentos con mayor participación de estas actividades.

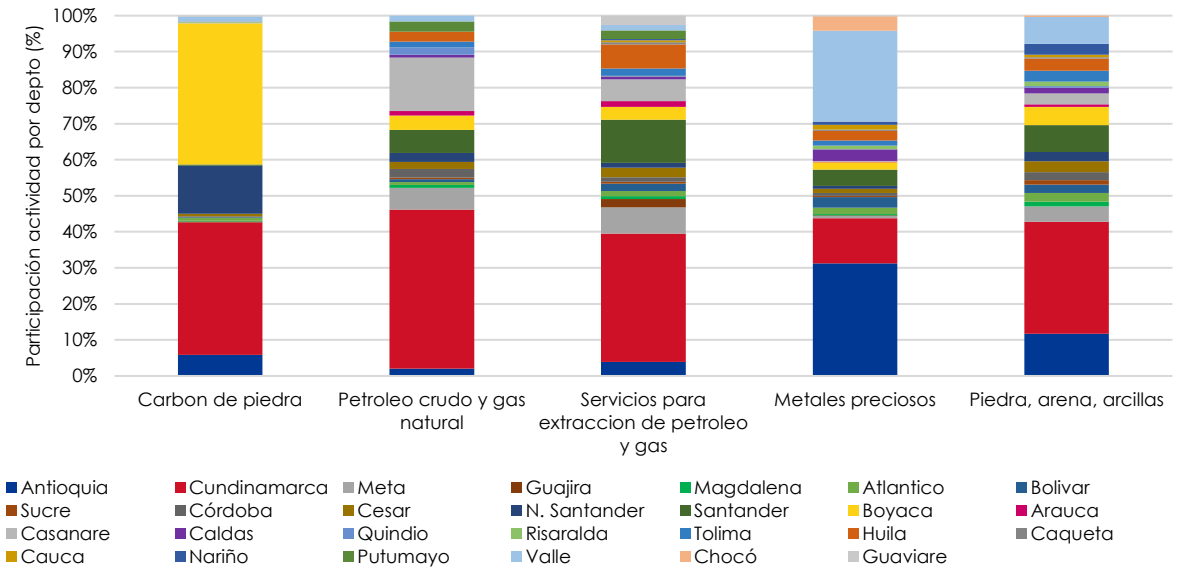


Figura 53. Participación por depto de las principales actividades en el sector Explotación minas y canteras. Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

A partir de la Figura 53, en la Tabla 30 se ubican los departamentos a considerar como potencial población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 30. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Carbón	Petróleo crudo y gas natural	Metales preciosos	Piedra, arena y arcillas
Antioquia	X		X	X
Cundinamarca	X	X	X	X
Valle			X	X
N. Santander	X			X
Santander		X	X	
Boyacá	X	X		X
Huila		X		
Meta		X		X
Casanare		X		

A partir de la información y habiendo seleccionado las actividades predominantes en el sector de explotación de minas y canteras, se procede a hacer un análisis del uso de energía en ellas. Dependiendo cual sea la técnica de extracción y el material, el uso de energía eléctrica es mayor o menor, sin embargo, independiente del método, la explotación de minas y canteras tiene las siguientes etapas.

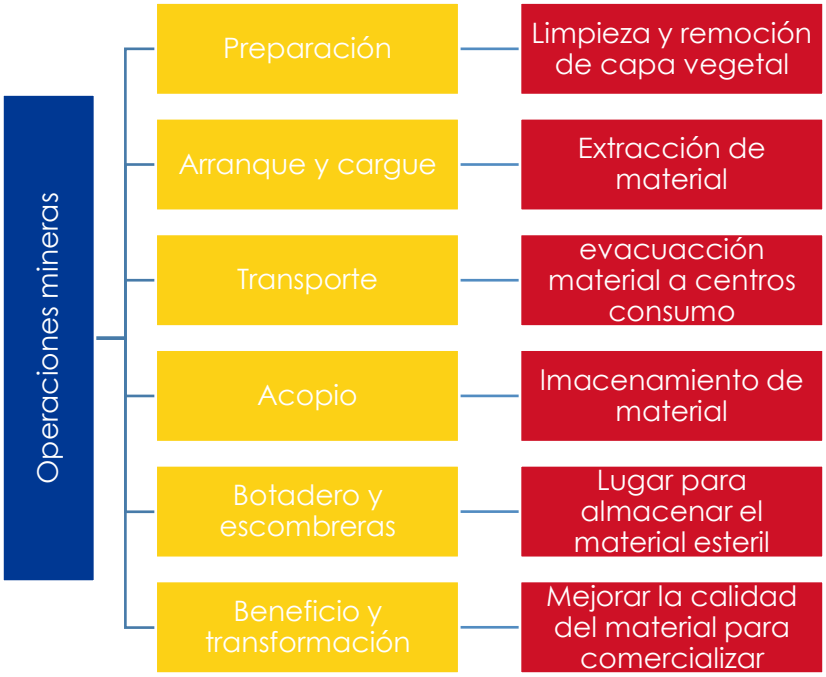


Figura 54. Operaciones involucradas en la explotación minera
Fuente: (MME, 2013)

Estas etapas involucran el uso de energía de forma extensiva, principalmente en la etapa de preparación, arranque y cargue, donde la fuente principal es de tipo térmico, proveniente del consumo de combustibles fósiles para el movimiento de los camiones, volquetas y maquinaria pesada para perforación y transporte. Dependiendo del material extraído, y las etapas, en estas se involucra el uso de los equipos listados en la Tabla 31, para los cuales se menciona el tipo de energía usada para su operación.

Tabla 31. Equipos usados en la explotación de minas y canteras.
Fuente: Elaboración propia

Etapa	Térmica	Eléctrica
Perforación	Perforadoras rotativas, taladros	
Cargue y beneficio	Palas de cable o mecánicas, pala hidráulica, trituradoras	Palas electro hidráulicas, poleas, trituradoras
Transporte y almacenamiento	Camiones mecánicos	Camiones eléctricos
Equipos auxiliares	Grúas, tractores, motoniveladora	Rodillos, compresores, ventiladores, bombas de drenaje o desagüe

Incluyen los procesos de extracción de materiales (petróleo, minerales), transporte y almacenamiento de los mismos. Es un sector que presenta bajo potencial de RD, sin embargo, por tratarse del segundo sector en consumo de electricidad, a la larga, puede haber un aporte significativo, particularmente en áreas de beneficio y transformación, donde la fuerza motriz es altamente usada. En la etapa de extracción el uso de electricidad principalmente es en los elementos que están involucrados en la seguridad de la mina como lo son la ventilación, extracción de gases, en los cuales RD es limitado.

De esta manera, de acuerdo a la Tabla 31, las etapas donde es posible la aplicación de mecanismos RD están en la etapa de cargue y extracción. A continuación el aporte de este sector a mecanismos RD se muestra en la Tabla 32.

Tabla 32. Aporte del sector Explotación de minas y canteras a mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia.

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Extracción y tratamiento inicial	Térmica/Eléctrica	Iluminación, ventilación, motriz, calor	R-D
Cargue y Transporte	Térmico/Eléctrico	Motriz, vehículos, bandas transportadoras	R-D
Almacenamiento	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D
Beneficio y transformación	Térmico/ Eléctrico	Calor, Iluminación, motriz	R-D
Sistemas auxiliares	Eléctrico	Sistemas de seguridad	-

2.4.7. Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a empresas.

En este numeral, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. A continuación, a partir de datos del DATLAS, se hace un análisis del sector, para identificar las zonas del país con mayor participación y las actividades mayormente distribuidas. Se muestra en la Figura 55, la participación por departamento, en el sector financiero, seguros, inmuebles y servicios a empresas.

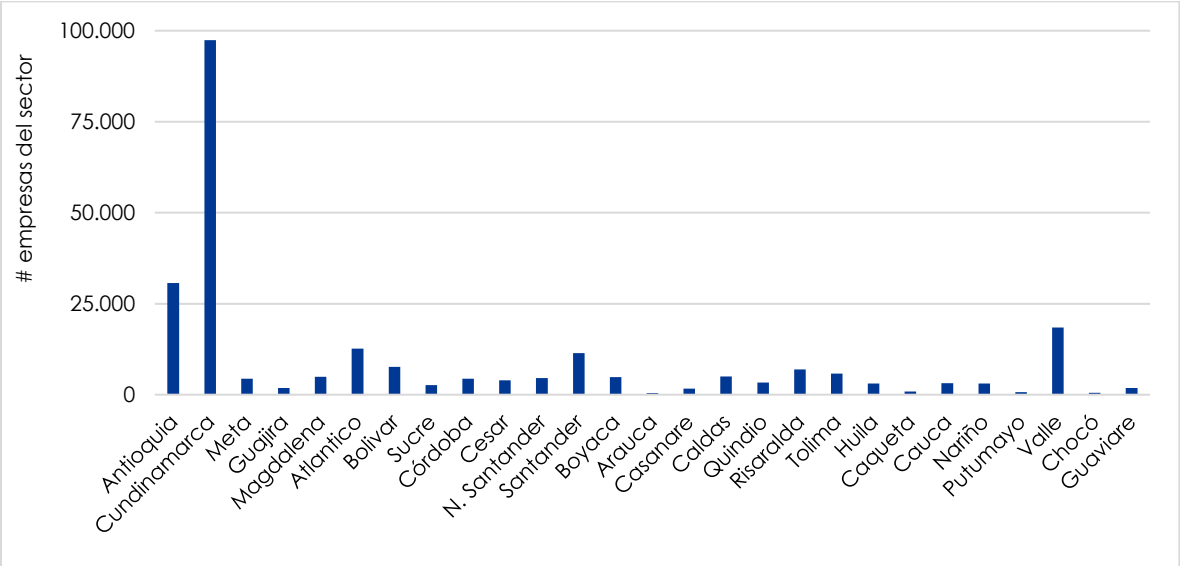


Figura 55. Participación empresas establecimientos financieros
Fuente: Elaboración propia. Datos (Ricardo Hausmann, 2018)

De acuerdo con la Figura 59 los departamentos con mayor número de unidades productivas del sector son, Cundinamarca, Antioquia, Valle del Cauca, Atlántico y Santander. A continuación, la Tabla 33 muestra las actividades incluidas en el sector financiero, seguros, inmobiliaria y servicios a empresas.

Tabla 33. Actividades económicas del sector Financiero, seguros, inmobiliaria y servicios a empresas. Fuente: Elaboración propia

Actividad económica
Actividades de servicios financieros, excepto las de seguros y de pensiones
Seguros (incluso el reaseguro), seguros sociales y fondos de pensiones, excepto la seguridad social
Actividades inmobiliarias
Actividades jurídicas y de contabilidad
Actividades de administración empresarial; actividades de consultoría de gestión
Actividades de arquitectura e ingeniería; ensayos y análisis técnicos
Investigación científica y desarrollo
Publicidad y estudios de mercado
Otras

En la Figura 56 se muestra la distribución de las actividades del sector en el país, para las diferentes regiones consideradas.

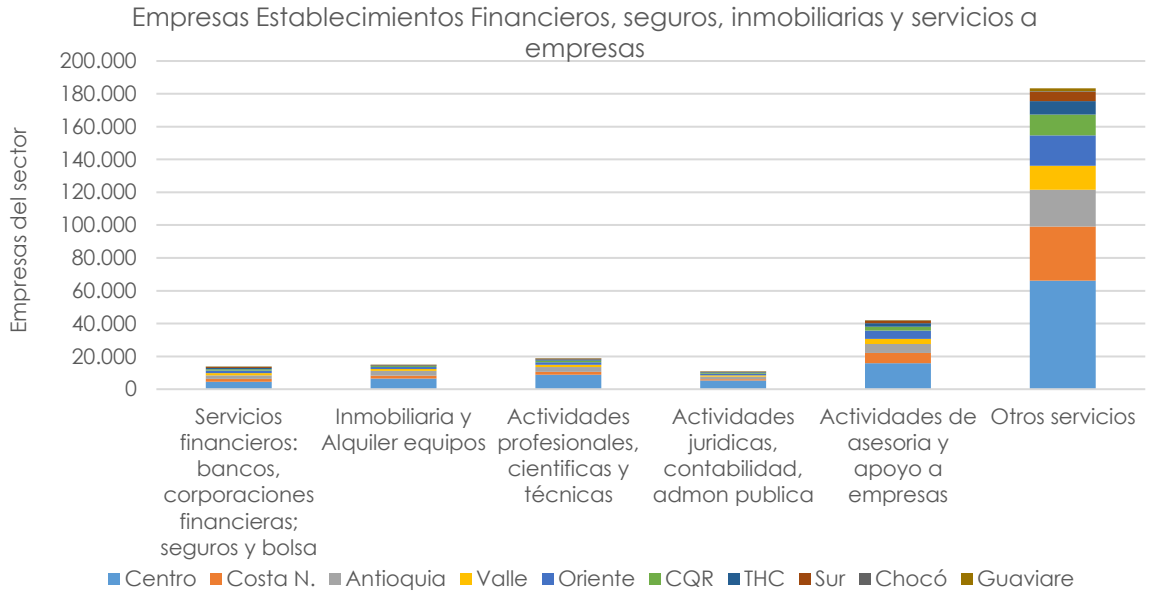


Figura 56. Participación de las regiones por actividad en el sector Financiero. Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

Al desagregar el sector de Establecimiento Financieros, Seguros, Actividades Inmobiliarias y servicios a las empresas, encontramos que el mayor peso en este lo tienen las Actividades de asesoría y apoyo a empresas, jurídicas y contables y las inmobiliarias, mientras que el menor peso lo tiene la intermediación financiera. En la Figura 57 se muestra para estas actividades, los departamentos donde están mayormente distribuidos.

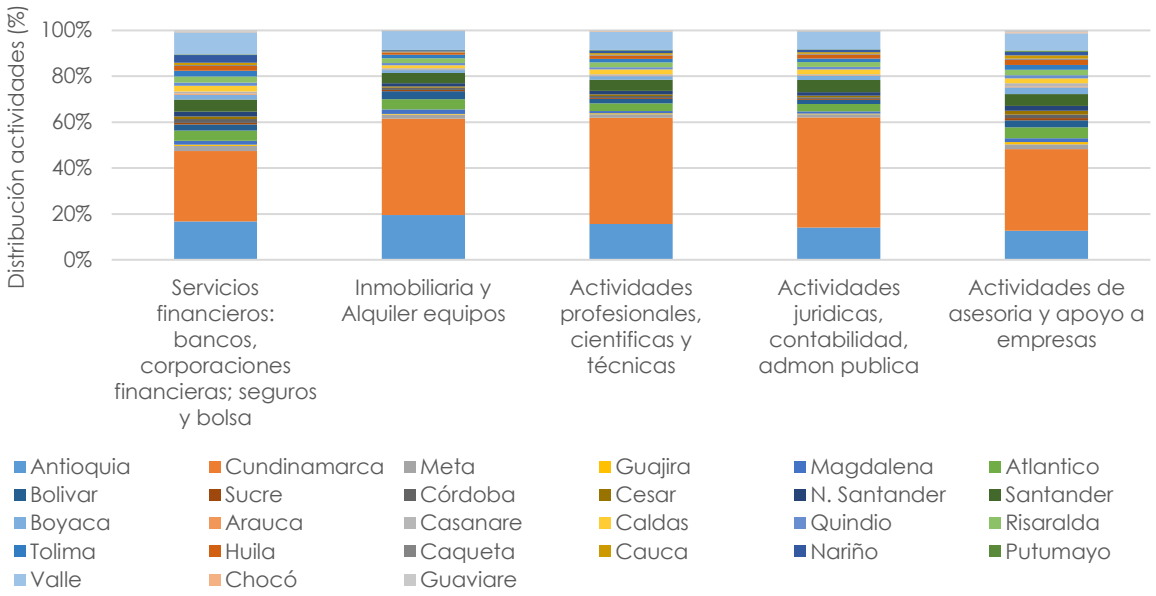


Figura 57. Distribución actividad productivas representativas del sector financiero por depto. Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

A partir de la Figura 57, en la Tabla 3 se identifican los departamentos que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 34. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Asesorías apoyo a empresas	Jurídicas, contabilidad y admon pública	Actividades profesionales y científicas	Inmobiliarias y alquiler equipos	Bancos, seguros y bolsa
Antioquia	X	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X	X	X
Valle	X	X	X	X	X
Risaralda				X	X
Santander	X			X	
Nariño					X
Atlántico					X

A partir de la información y habiendo seleccionado las actividades predominantes en el sector financiero, seguros, inmobiliarias y servicios a empresas, se procede a hacer un análisis del uso de energía en ellas. Este sector representa el 5.1% del consumo eléctrico total del país, el cual se distribuye por actividades como se muestra en la Figura 58.

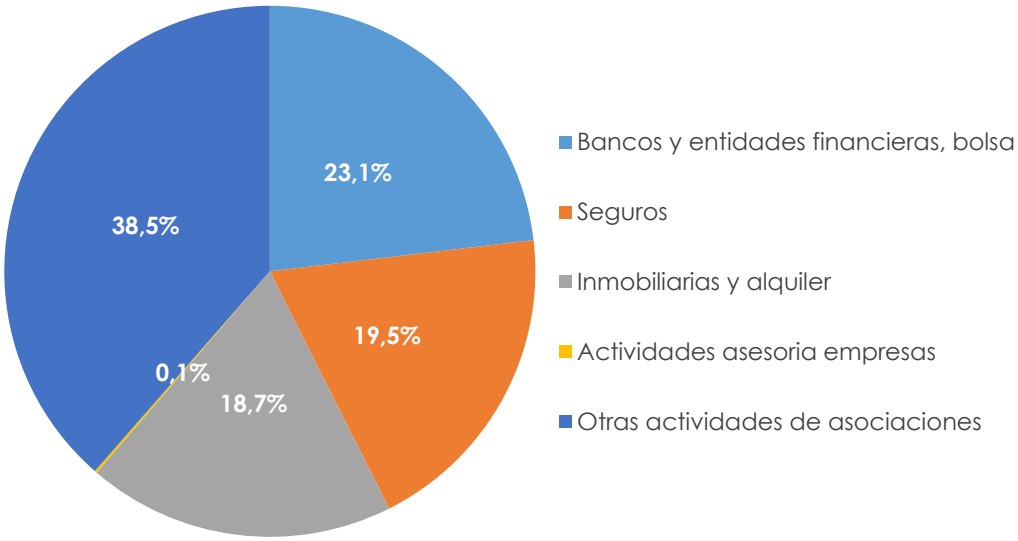


Figura 58. Distribución por actividades consumo eléctrico sector financiero
Fuente: Elaboración propia datos (XM, 2017)

Esta figura muestra como el mayor consumo está en los servicios financieros y de seguros (42.6%), seguido de la actividad otras asociaciones (38.5%) e inmobiliaria (18.7%). Estas actividades presentan consumos de electricidad en usos de iluminación, aire acondicionado y almacenamiento y procesamiento de datos e información (equipos de computación), como se muestra la Figura 59.

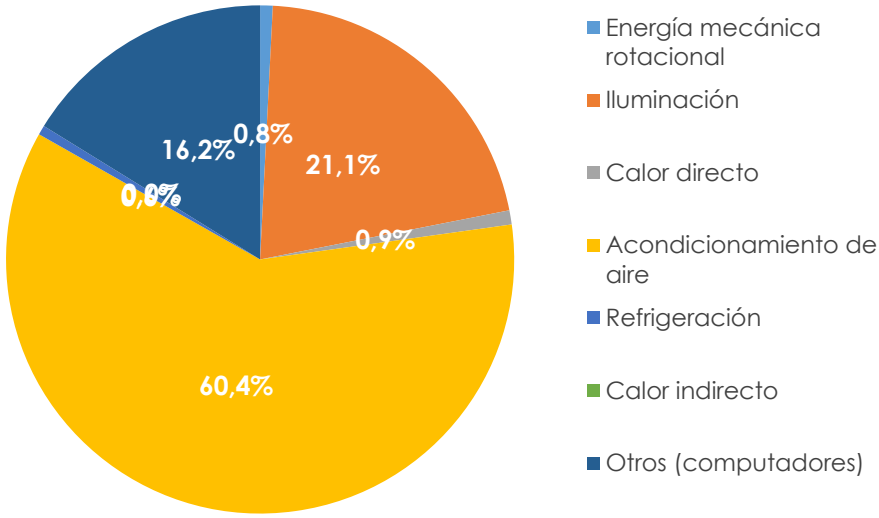


Figura 59. Distribución consumo eléctrico sector financiero.
Fuente: Elaboración propia datos (XM, 2017)

Finalmente, en la Tabla 35 se muestra cualitativamente el aporte de los procesos en el sector establecimientos financieros, seguros, inmobiliaria y servicios a empresas a mecanismos RD, a partir del análisis realizado al sector teniendo en cuenta la distribución de las actividades en las diferentes regiones.

Tabla 35. Aporte del sector establecimientos financieros a mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia.

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Ascensores	Eléctrico	Iluminación, motriz	R
Oficinas	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, motriz	R-D
Procesamiento y almacenamiento de datos	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, computadores	R-D
Parqueadero	Eléctrico	Iluminación, equipos eléctricos.	R

2.4.8. Servicios sociales, comunales y personales

Este sector agrupa los servicios educacionales y de salud, además de servicios de saneamiento, asistencia social, de diversión, esparcimiento y otros. Incluyen servicios prestados bajo la supervisión de médicos, servicios de hospital, servicios de ambulancia y servicios sociales, servicios de salud animal proporcionados por profesionales del área. A continuación, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. Del análisis de datos obtenidos de (Ricardo Hausmann, 2018), se determina a continuación en la Figura 60, la participación por departamento de acuerdo con el número de empresas en el sector.

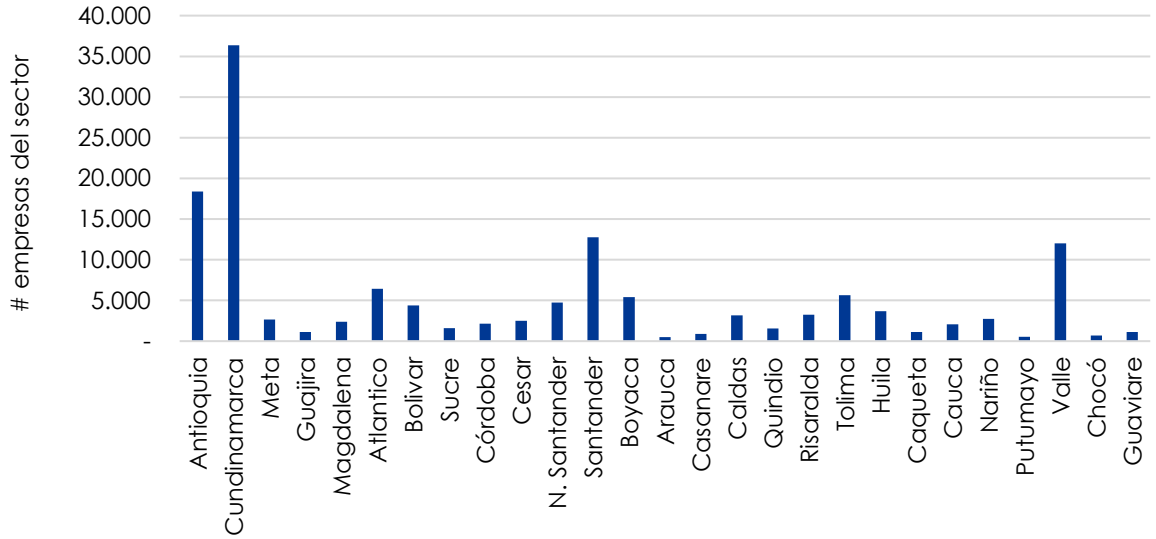


Figura 60. Participación del sector servicios sociales, comunales y personales por departamento.
Fuente: Elaboración propia (Ricardo Hausmann, 2018)

Esta figura indica que los departamentos con mayor número de empresas en el sector servicios sociales y conexos son Cundinamarca, Antioquia, Santander, Valle, Atlántico, Tolima y Boyacá. En este sector, se agrupan diferentes actividades según se muestra en la Tabla 36.

Tabla 36. Actividades del sector Servicios sociales, comunales y personales.
Fuente: Elaboración propia

Actividad económica
Actividades de estado y gobierno
Educación
Hospitales y Actividades de la salud y la atención humana, servicios veterinarios
Actividades artísticas y de recreación: biblioteca, otras culturales, juegos azar, deportes, recreación
Organizaciones sociales: asociaciones sindicatos, profesionales, empleados, políticas
Otros: eliminación residuos, aguas residuales, lavanderías, peluquerías, funerarias, servicio doméstico, organizaciones extraterritoriales

En la Figura 64 se muestra la distribución de las actividades del sector en el país, para las diferentes regiones consideradas.

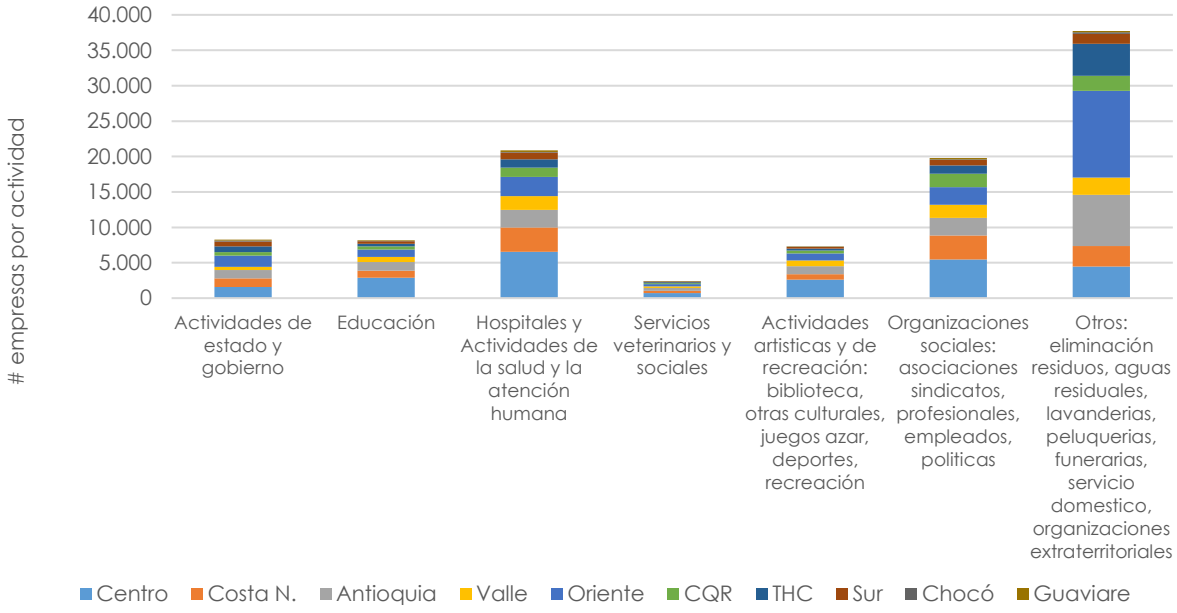


Figura 61. Participación de las regiones por actividad en el sector Servicios sociales.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

Al desagregar el sector de Servicios sociales, comunales y personales, encontramos que el mayor peso en este lo tienen los hospitales y actividades de salud humana, seguido por educación y actividades de gobierno.

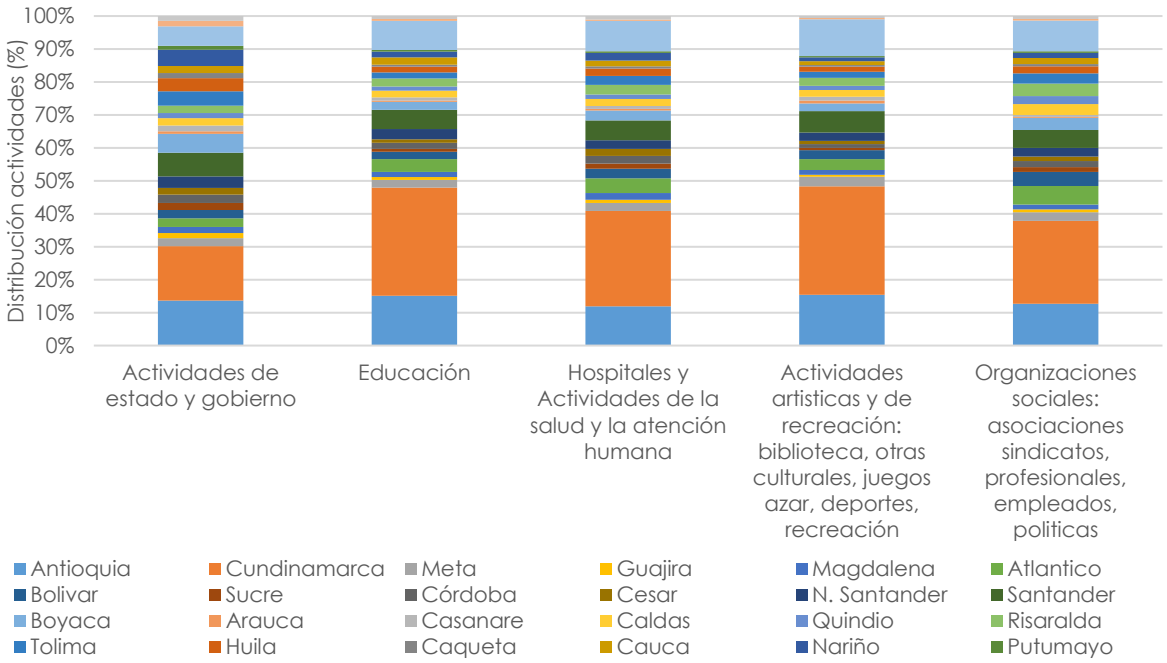


Figura 62. Distribución actividad productivas representativas del sector servicios sociales por depto. Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

A partir de la Figura 61 y Figura 62, en la Tabla 37 se identifican los departamentos que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 37. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Actividades estado y gobierno	Educación	Hospitales	Actividades artísticas y culturales	Asociaciones
Antioquia	X	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X	X	X
Valle	X	X	X	X	X
Boyacá	X				X
Santander	X	X		X	X
Nariño	x				
Atlántico		X	X	X	X

La electricidad en este sector se usa principalmente en iluminación y aire acondicionado y representa alrededor del 8.3% del consumo de electricidad. De acuerdo con datos de XM, este sector consume el 8.3% del total de electricidad del país, distribuidos en las actividades que se muestra en la Figura 63.

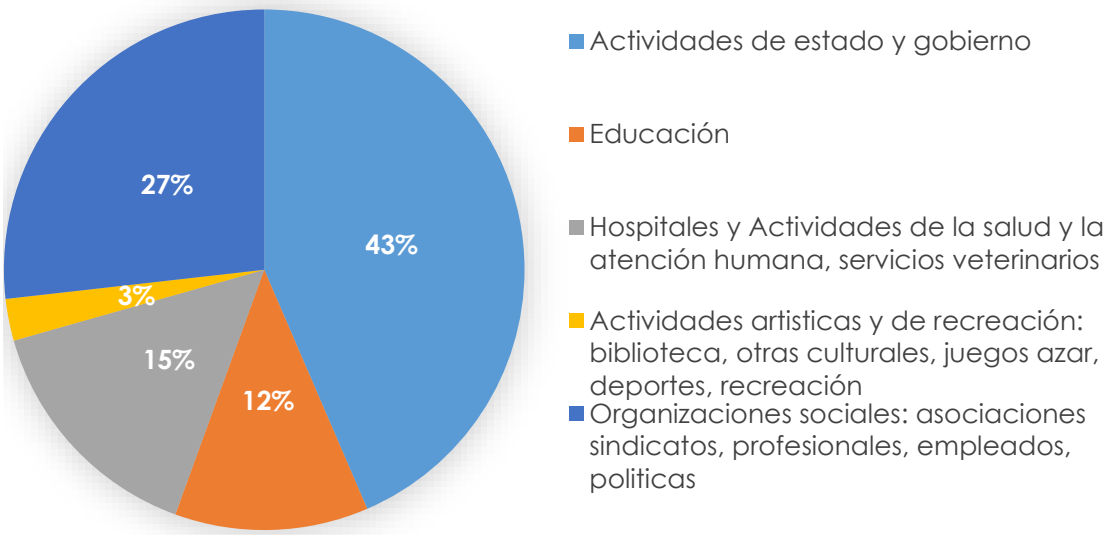


Figura 63. Distribución actividades del sector servicios sociales.
Fuente: Elaboración propia

De esta figura, el mayor consumo eléctrico se encuentra en la actividad de organizaciones sociales, seguid por actividades de estado y gobierno y los hospitales y educación, cuyo consumo eléctrico está distribuido en los usos según la Figura 64.

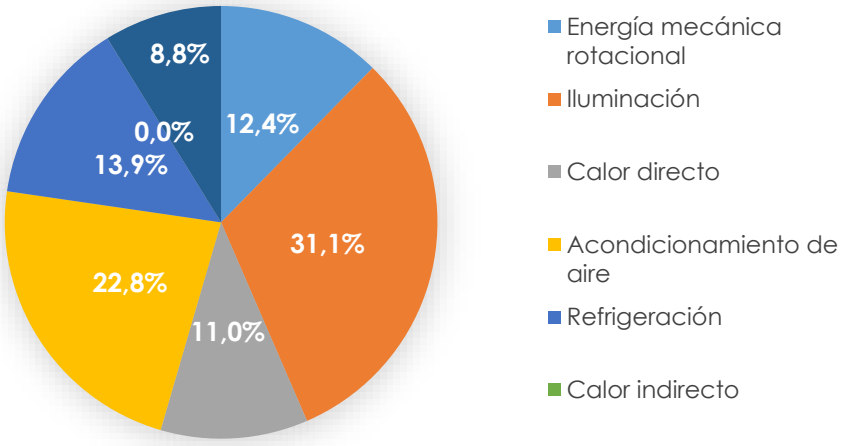


Figura 64. Distribución usos de la electricidad en el sector de servicios.
Fuente: Elaboración propia datos XM

En este sector, se tienen áreas que presentan grandes consumos de electricidad, sin embargo, como es el caso de los hospitales, donde áreas como laboratorios clínicos, quirófanos y zonas de equipos de análisis especializado, el consumo no puede ser desplazado o reducido por apagado de cargas, por lo tanto el aporte particular de mecanismos RD es nulo. A continuación la Tabla 38 muestra el aporte por procesos general del sector servicios sociales, comunales y personales a mecanismos RD.

Tabla 38. Aporte del sector servicios sociales, comunales y personales a mecanismos RD. Fuente: Elaboración propia

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Ascensores	Eléctrico	Iluminación, motriz	R-D
Equipos especiales	Térmico/ eléctrico	Aire acondicionado, calor, motriz, iluminación	R-D
Aseo/lavandería	Térmico/ Eléctrico	Calor indirecto, vapor	R-D
Habitaciones	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D
Quirófanos	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, motriz	-
Zonas comunes	Eléctrico	Iluminación	R-D
Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D
Laboratorios	Térmico/ Eléctrico	Calor, Iluminación, aire acondicionado, motriz	R-D
Salones comunales	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado	R-D

2.4.9. Transporte, almacenamiento y comunicación

Comprende todo lo relacionado con transporte pasajeros y carga terrestre, aéreo, acuático; oleoducto; terminales de puertos, aeropuertos y transporte terrestre; playas de estacionamiento y peajes; los almacenes, agencias de viajes y las actividades de los guías turísticos y servicios de alquiler de equipo de transporte con conductor. Las comunicaciones comprenden telefonía, fax, correspondencia escrita, mensajes, etc. A continuación, se hace un análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. Según la información de (Ricardo Hausmann, 2018), se muestra en la Figura 65 los departamentos con mayor número de unidades productivas del sector.

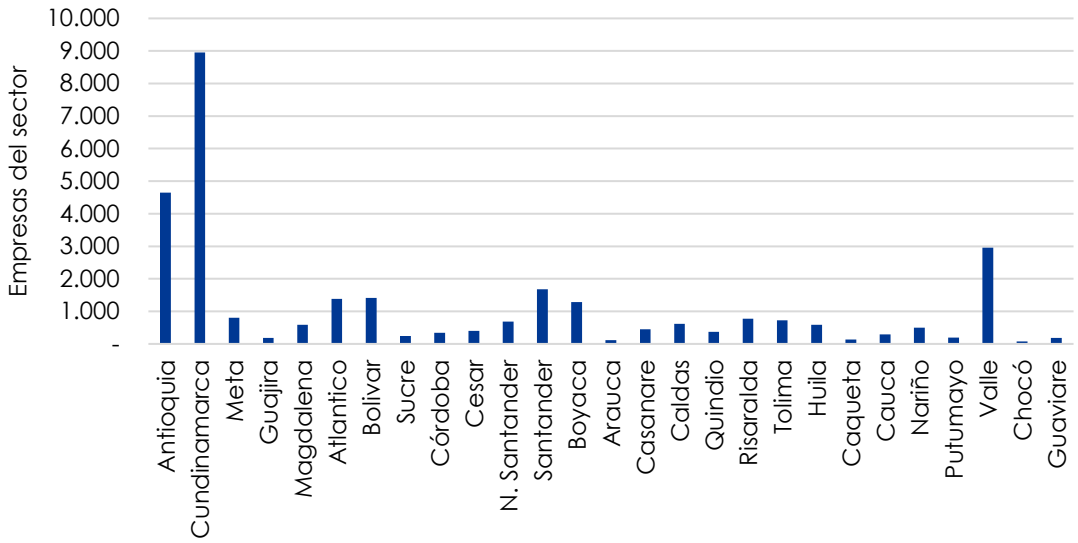


Figura 65. Participación empresas sector Transporte por departamento.
Fuente: Elaboración propia (Ricardo Hausmann, 2018)

Esta figura muestra que son los departamentos de Cundinamarca, Antioquia, Valle, Santander, Atlántico, Bolívar y Boyacá, en donde las actividades de este sector se encuentran más ampliamente distribuidas de acuerdo al número de unidades productivas. A continuación en la Tabla 39 se presentan una clasificación general de las actividades de este sector.

Tabla 39. Actividades del sector transporte, almacenamiento y comunicación.
Fuente: Elaboración propia

Actividad económica
Transporte pasajeros, incluye terrestre, fluvial y aéreo
Transporte carga, incluye terrestre, fluvial y aéreo
transporte por tuberías, combustibles
Terminales de transporte, aeropuertos, puertos y agencias viajes
Manipulación carga y almacenamiento
Correo y servicios de mensajería
Telecomunicación, radio, tv, internet

Las actividades de transporte de pasajeros y de carga agrupan los medios terrestre, fluvial y aéreo. El transporte por tuberías hace referencia al transporte de petróleo e hidrocarburos líquidos, gas natural y gas para combustibles, sustancias químicas. Los principales sistemas de transporte por tubería son, gasoductos para el gas natural, oleoductos para hidrocarburos líquidos, especialmente aceite, y acueductos para agua. En la Figura 66 se muestra la distribución de las actividades del sector en el país, para las diferentes regiones consideradas.

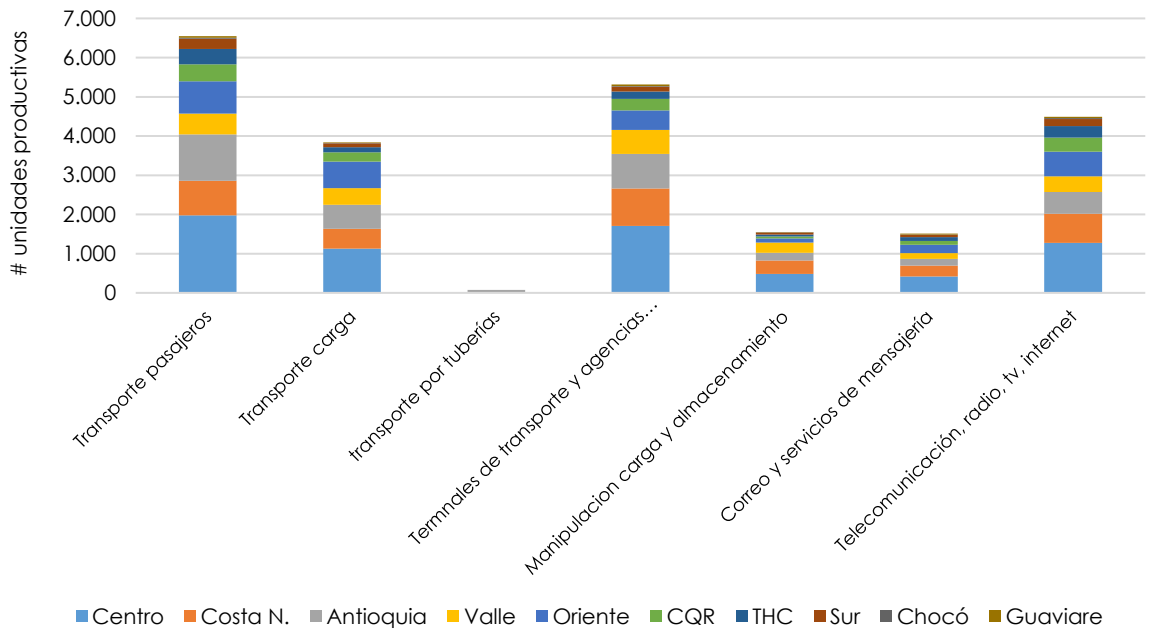


Figura 66. Participación de las regiones por actividad en el sector Transporte.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

Al desagregar el sector de Transporte, almacenamiento y comunicación, encontramos que el mayor número de establecimientos se encuentra en transporte de pasajeros, actividades terminales de transporte, telecomunicaciones y transporte de carga.

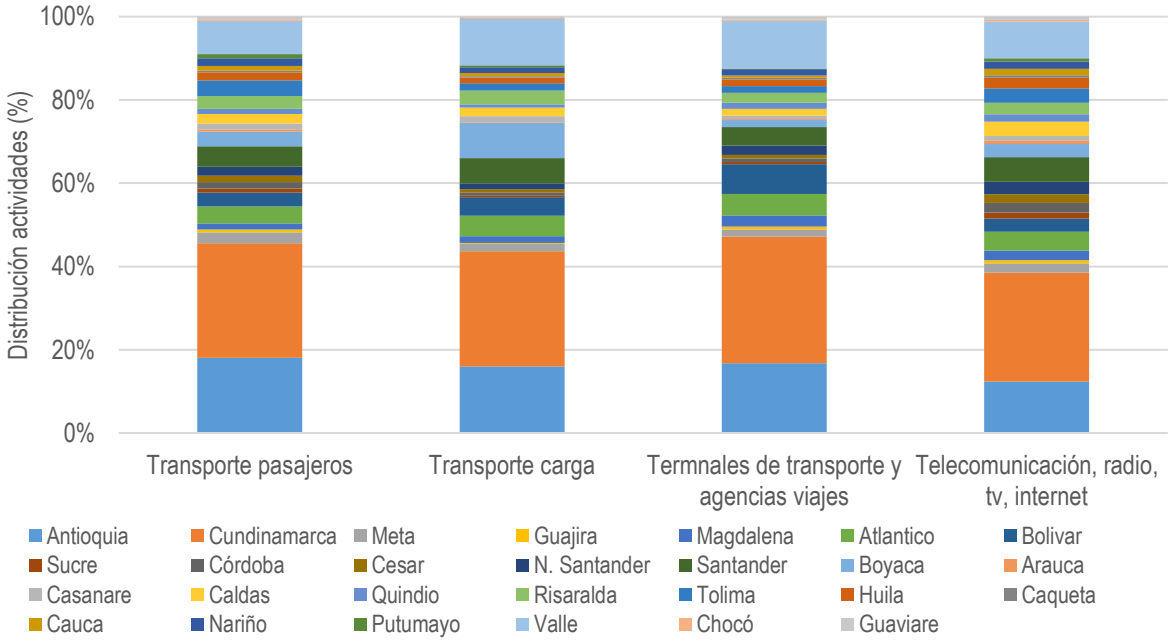


Figura 67. Distribución actividad productivas representativas Transporte por depto.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

En la Tabla 37 se identifican los departamentos con mayor número de establecimientos relacionados con las actividades predominantes, que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 40. Distribución por departamento de las principales actividades con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Transporte pasajeros	Transporte de carga	Terminales de transporte, aeropuertos, puertos	telecomunicaciones
Antioquia	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X	X
Valle	X	X	X	X
Boyacá		X		
Santander	X	X	X	X
Bolívar			X	
Atlántico		X	X	X

En el año 2015, el consumo final del sector transporte fue 495.512 TJ (UPME, 2016), y su fuente principalmente fueron los combustibles fósiles. El ACPM y la gasolina motor, son los energéticos más importantes en el sector, con una participación de alrededor de 37% y 40% respectivamente; la electricidad cuenta con una participación de menor del 1%. Sector con bajo potencial de aporte en RD, particularmente porque los vehículos usan energía proveniente de fuentes fósiles y no electricidad. El potencial de ahorro estaría en las oficinas administrativas y terminales de transporte, aunque en general, el gasto energético de este sector es el menor de todos junto con el de electricidad, por lo que el impacto podría no ser significativo. La Figura 68 muestra la distribución del consumo eléctrico según las actividades.

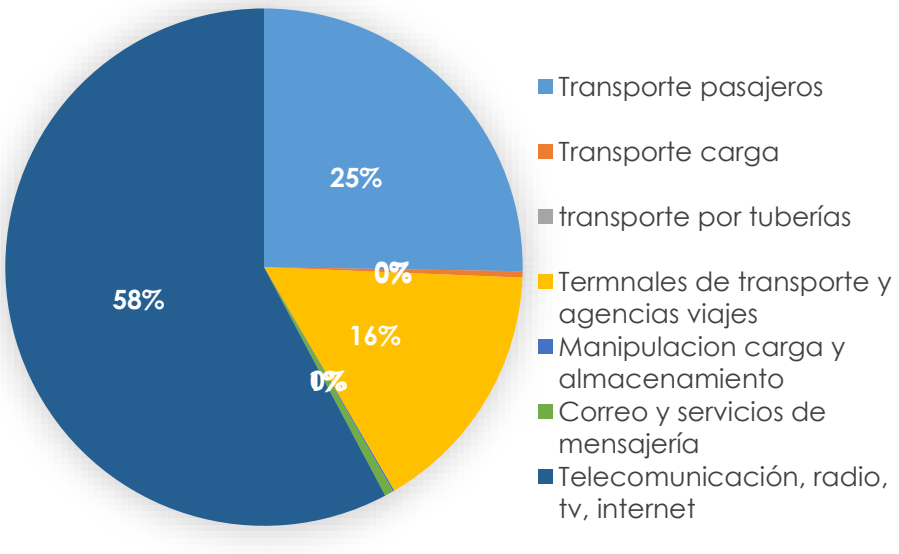


Figura 68. Consumo electricidad sector transporte, almacenamiento y comunicaciones. Fuente: Elaboración propia datos

De esta Figura, las actividades de telecomunicaciones, transporte de pasajeros y terminales son las de mayor uso de electricidad. A continuación la Tabla 41 muestra el potencial RD de las áreas de operación de estas actividades

Tabla 41. Aporte del sector Transporte, almacenamiento y comunicación a mecanismos RD. Fuente: Elaboración propia

Áreas	Fuente energética	Usos	Aporte
Ascensores/ escaleras eléctricas	Eléctrico	Iluminación, motriz	R-D
Zonas comunes	Eléctrico	Iluminación	R-D
Oficinas administrativas y taquillas de venta y recepción mercancías y correo	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado, equipos eléctricos	R-D
Bodegas almacenamiento	Eléctrico	Iluminación, aire acondicionado	R-D
Procesamiento de información y redes comunicación	Eléctrico	Computadores, equipos eléctricos	R-D

2.4.10. Industrias Manufactureras

El sector industria manufacturera, es el sector con mayor diversidad de todos. También es el de mayor consumo de electricidad, 42,4% del consumo total de electricidad, y el 17% del consumo de energía del país. Dada su diversidad, un análisis general no aporta suficiente información acerca del potencial de este sector en la aplicación de mecanismos RD. Por lo tanto, se hace inicialmente el análisis estadístico del sector para determinar las actividades mayormente distribuidas y proceder con la descripción del consumo energético de las mismas en el sector. El sector industrial manufacturero del país, códigos 10 a 31 según clasificación CIIU, está compuesto por cerca de 60.000 unidades productivas, de acuerdo con los datos disponibles en (Ricardo Hausmann, 2018).

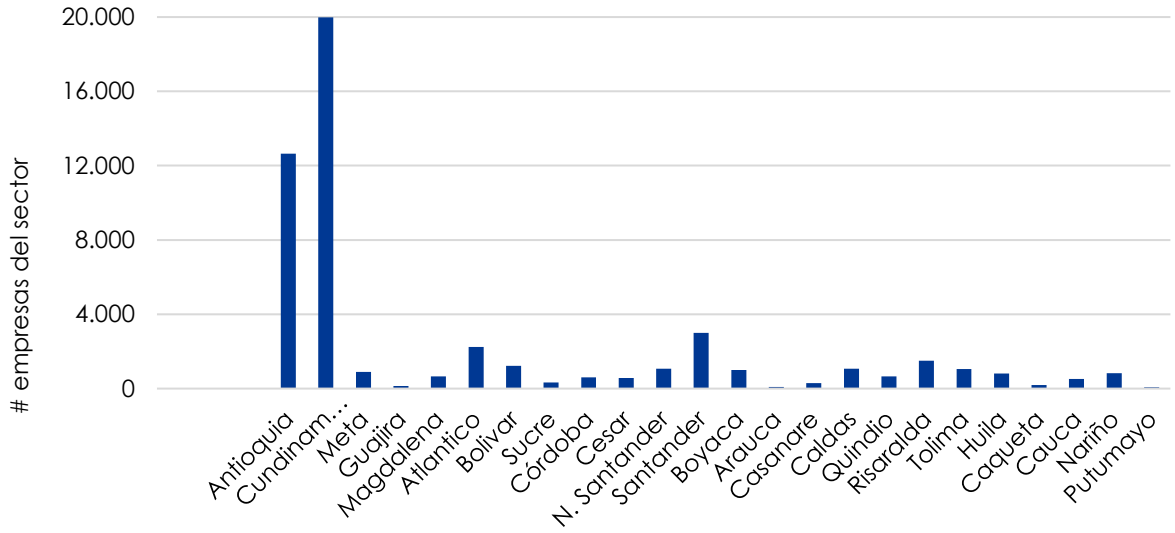


Figura 69. Participación de los departamentos en el sector Manufactura. Fuente: Elaboración propia datos(Ricardo Hausmann, 2018)

La Figura 51 muestra que los departamentos con mayor participación del sector manufactura son Cundinamarca y Antioquia y en menor medida Valle, Santander y Atlántico. a continuación la Figura 61 muestra para este sector, la distribución regional por actividad.

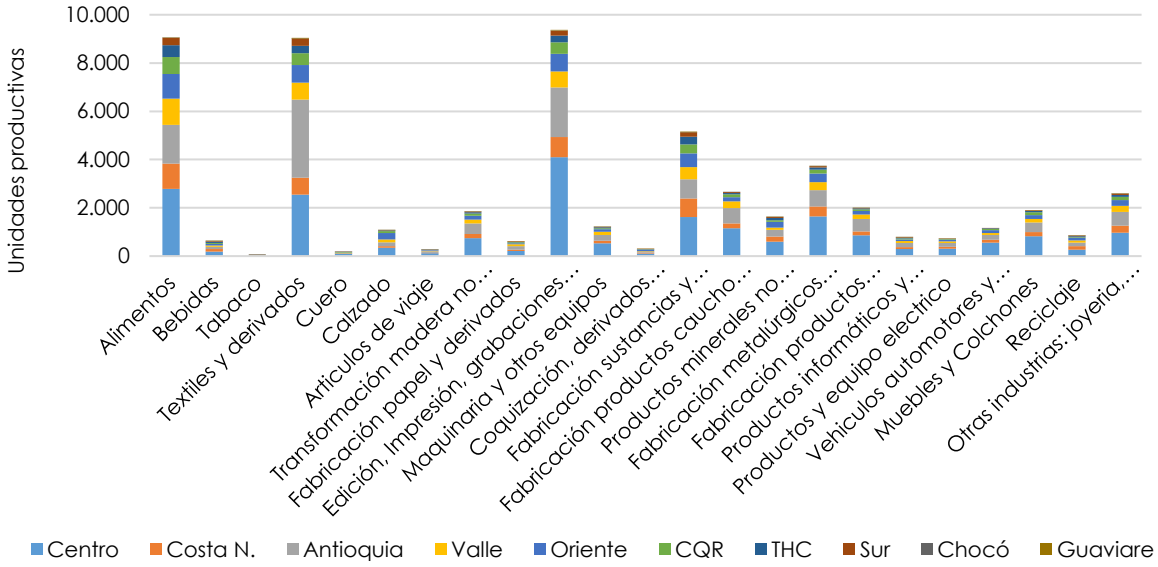


Figura 70. Participación de las regiones por actividad en el Manufactura.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

Al desagregar el sector de Manufactura, se encontró que el mayor peso en este lo tienen actividades de alimentos, textiles y acabados, edición e impresión, fabricación de productos químicos, metalurgia, caucho y plásticos, transformación madera, muebles y colchones y madera. La Figura 62 muestra para las actividades con mayor número de unidades productivas, su distribución por departamentos.

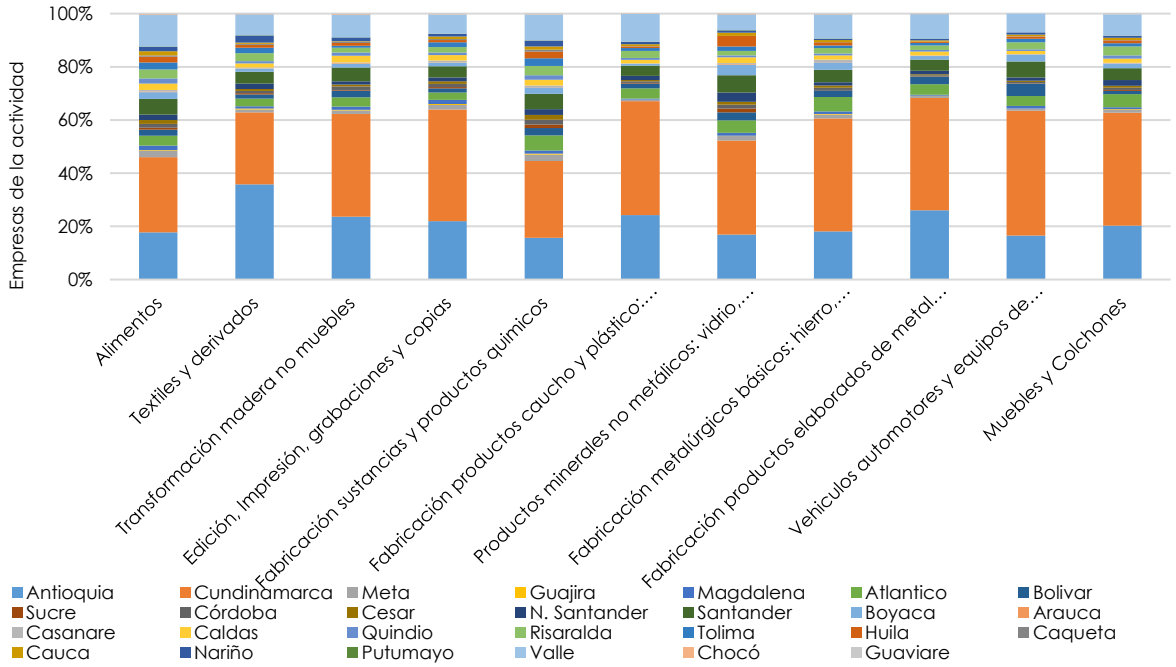


Figura 71. Distribución actividad productivas representativas del sector Manufactura por depto.
Fuente: Elaboración propia de (Ricardo Hausmann, 2018)

A partir de la Figura 61 y Figura 62, en la Tabla 37 se identifican los departamentos que podrían ser considerados población objetivo de los mecanismos RD, para las actividades seleccionadas.

Tabla 42. Distribución por departamento de las principales actividades del sector manufactura con potencial RD. Fuente: Elaboración propia.

Departamento	Alimentos y bebidas	Textiles	Edición e impresión	quimicos	Caucho y plático	Minerales no metálicos	Metalúrgicos básicos, equipos y no equipos	Madera y muebles
Antioquia	X	X	X	X	X	X	X	X
Cundinamarca	X	X	X	X	X	X	X	X
Valle	X	X	X	X	X	X	X	X
Boyacá						X	X	
Santander	X	X		X	X		X	X
N santander						X		
Risaralda				X				X
Huila						X		
Atlántico	X	X		X	X	X		X

El consumo energético del sector industrial está determinado por los usos de iluminación, acondicionamiento de aire, calor directo, calor indirecto, refrigeración, fuerza motriz y otros. Estos usos tienen diferente intensidad en cada uno de los subsectores que componen la industria. A continuación en la Tabla 43 se clasifica los usos generales de la energía en términos de calor y electricidad y la Figura 72 la distribución del uso de electricidad del sector.

Tabla 43. Usos finales de la energía en la industria. Fuente: Elaboración propia

Electricidad	Calor
• Energia mecánica rotacional	• Procesos a alta temperatura
• Iluminación	• Refrigeración
• Sistemas computacionales	• Procesos a baja temperatura
• Calor	• Secado
• Resistencias	• Calentamiento
• Hornos	

El uso principal de la electricidad en manufactura es fuerza motriz, motores, ventiladores, agitadores, etc. Dada la heterogeneidad de las actividades en el sector manufactura, el consumo de energía eléctrica también es variable y dependiente de la actividad en particular.

En general, el sector industrial colombiano consume cerca del 8% de su energía eléctrica en procesos de refrigeración y acondicionamiento de aire. Sin embargo, por lo diverso del sector en actividades como alimentos, bebidas, esta participación puede ascender hasta 20% o 30%. Los sistemas de energía mecánica rotacional representan más del 75% del consumo de energía en el sector industrial colombiano, principalmente por la longevidad de los motores y el bajo factor de carga de los mismos. En cuanto a calentamiento directo, su consumo representa 9% y se encuentra asociados básicamente al sector metalúrgico, donde el uso de electricidad en este ítem puede alcanzar 45%. Otros sectores significativos son químicos y plástico y caucho (UPME, 2016b).

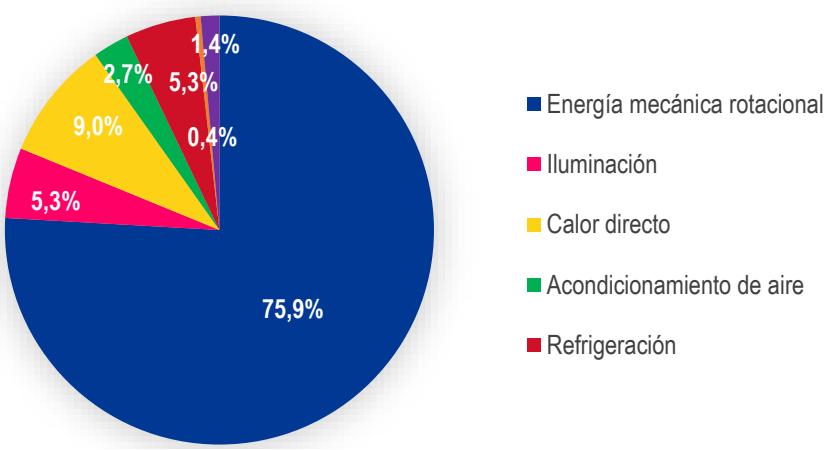


Figura 72. Distribución del uso de electricidad en el sector manufactura
Fuente: (UPME, 2016b).

En Tabla 44 se muestra la intensidad energética de los subsectores clasificados en el sector industrial manufacturero y las actividades económicas textil y de confecciones, cueros, fabricación de papel y cartón, refinación de petróleo, químicos, productos minerales como el vidrio y transformación de metales son los más intensivos en el consumo de energía. El caso de alimentos y bebidas, actividad con un gran número de empresas, presenta consumos significativos por el volumen.

Tabla 44. Actividades económicas del sector manufacturero con intensidades energéticas altas y medias.
Fuente: Adaptado de (UPME, 2014, 2016a)

CIIU	Actividad	Uso energía
10	Elaboración de productos alimenticios	Mediano
11	Elaboración de bebidas	Mediano
13	Fabricación de productos textiles	Alto
14	Confección de prendas de vestir	Alto
15	Curtido y recurtido de cuero; fabricación de calzado; fabricación de artículos de viaje, maletas, bolsos de mano y artículos similares, y fabricación de artículos de talabartería y guarnicionería; adobo y teñido de pieles	Alto
16	Transformación de la madera y fabricación de productos de madera y corcho; excepto muebles; fabricación de artículos de cestería y espartería	Mediano
17	Fabricación de papel, cartón y productos de papel y cartón	Alto
18	Actividades de impresión y de producción de copias a partir de grabaciones originales	Mediano
19	Coquización, fabricación de productos de la refinación del petróleo y actividad de mezcla de combustibles	Alto
20	Fabricación de sustancias y productos químicos	Alto
22	Fabricación de productos de caucho y de plástico	Mediano
23	Fabricación de otros productos minerales no metálicos	Alto
24	Fabricación de productos metalúrgicos básicos	Alto
25	Fabricación de productos elaborados de metal, excepto maquinaria y equipo	Mediano

A continuación, se hace la descripción de los procesos donde hay consumo eléctrico para estas actividades y se analiza el potencial de aplicación de mecanismos RD en ellas.

Como ya se mencionó, la energía eléctrica alcanza el 17% de la energía final usada en la industria. De este, la fuerza motriz constituye el principal uso de esta energía con un 76% de participación en el agregado total para todos los subsectores. Esto también incluye procesos de bombeo de agua, compresión de aire y otras aplicaciones indirectas de motorización eléctrica. También se encontró un amplio uso de la energía eléctrica para calor directo, concentrado principalmente en los sectores de metales básicos, plásticos y químicos. A continuación, en la Figura 73 se muestra la distribución de consumo eléctrico para las actividades del sector manufactura.

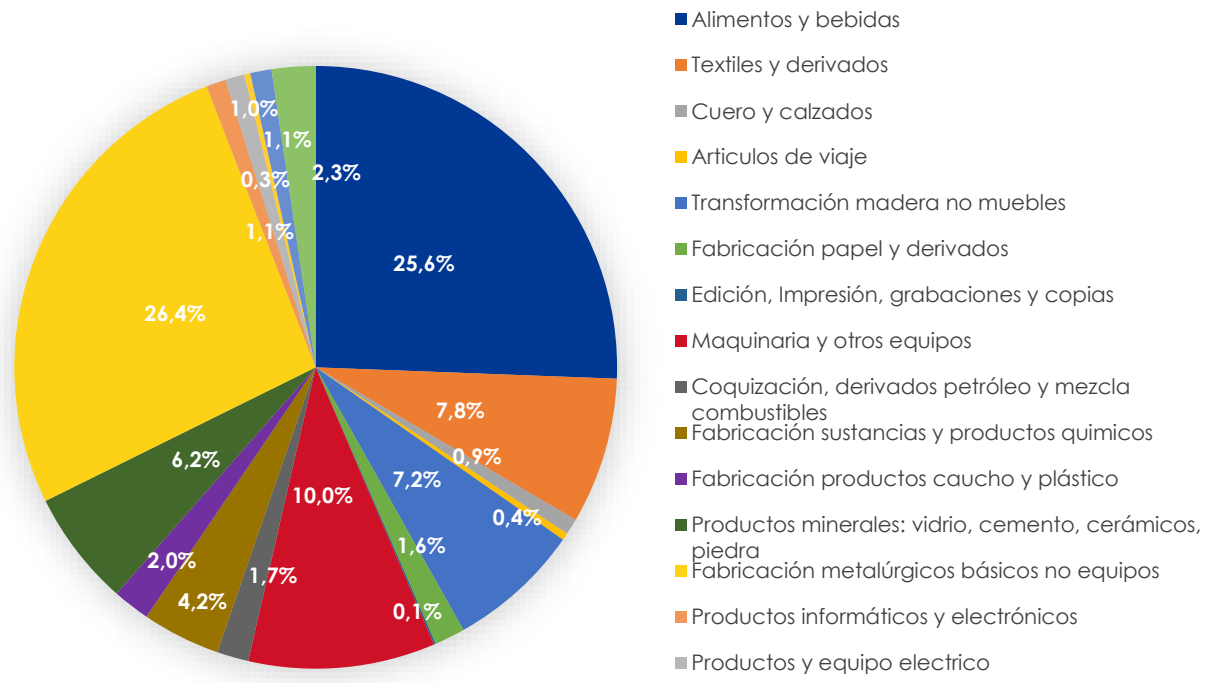


Figura 73. Distribución del consumo eléctrico en las actividades del sector manufactura.
Fuente: Elaboración propia datos (XM, 2017)

Esta figura permite identificar que las actividades de mayor consumo de electricidad son fabricación de productos metálicos básicos (26.4%), alimentos y bebidas (25.6%), Fabricación de maquinaria y otros equipos (10%), textiles y derivados (7.8%) transformación de madera no muebles (7.2%), productos minerales (6.2%) y químicos (4.2%). A continuación la Figura 74 muestra el consumo promedio de electricidad en los usos generales del sector manufactura y se describen las actividades con mayor consumo en el sector, a partir de la información obtenida en (CORPOEMA, 2014a; Incombustion & UPME, n.d.).

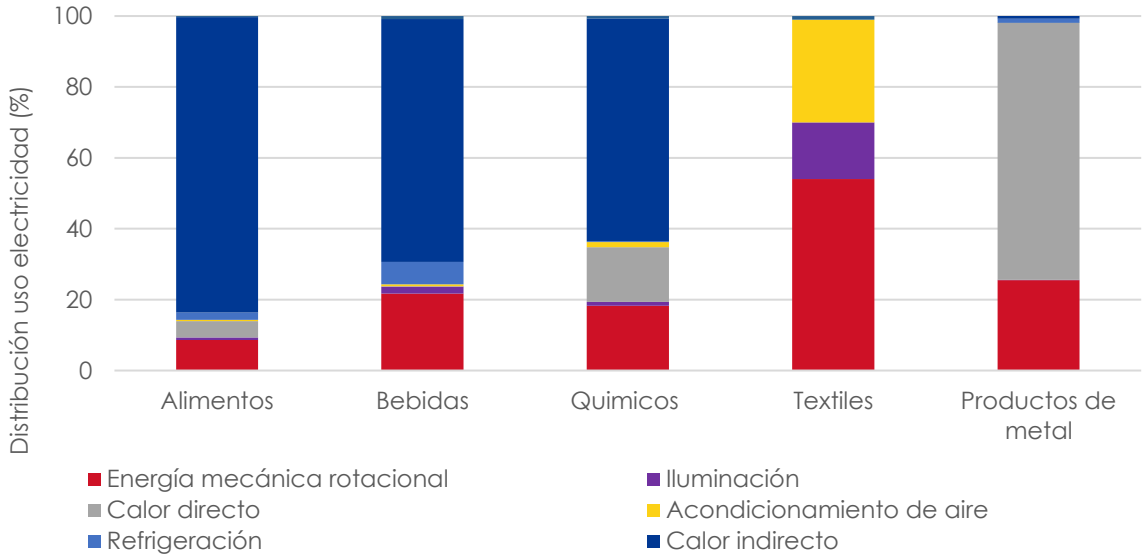


Figura 74. Distribución promedio del consumo eléctrico en los subsectores manufactura. Fuente: Elaboración propia

- **Textiles y confección**

El sector textil presenta una importante variabilidad de procesos de producción, aun cuando tienen en común casi los mismos servicios generales y el calentamiento directo e indirecto con energía térmica, la demanda de energía no conserva homogeneidad. Agrupa las actividades de hilatura, fibras, confección de prendas de vestir.

- **Edición e impresión**

En el sector de impresión y producción de copias a partir de grabaciones originales. La energía eléctrica en el sector de impresión se usa principalmente en la generación de fuerza motriz, principalmente para transmisión de potencia en máquinas de impresión y corte, seguido de lejos por el calentamiento directo, la iluminación y el aire comprimido.

- **Químicos básicos**

Esta división comprende la transformación de materias primas orgánicas e inorgánicas a través de procesos químicos. Incluye la fabricación de abonos, caucho y plástico en la forma primaria, fibras sintéticas, jabones, pinturas, plaguicidas

- **Plástico y Caucho**

Esta división comprende la fabricación de productos de caucho y de plástico. La división se define por las materias primas utilizadas en el proceso de fabricación, lo que no significa que se clasifique en ella la fabricación de todos los productos hechos con esos materiales. Incluye la fabricación de llantas y neumáticos, reencauche de llantas, artículos de plástico.

- **Minerales no metálicos: vidrio y cemento.**

Esta división comprende las actividades relacionadas con el tratamiento de productos de origen mineral. La fabricación de vidrio y los productos de vidrio (por ejemplo: vidrio plano, vidrio hueco, fibras de vidrio, artículos de vidrio de uso técnico, etc.); productos y artículos de cerámica y de arcilla cocida; la elaboración de cemento, cal y yeso, desde materias primas hasta los artículos acabados. Se incluye también el corte, tallado y acabado de la piedra y de otros productos minerales.

El sector del vidrio es bien diverso, tanto por los productos que fabrica como por las técnicas de producción que emplea. Los productos pueden ser desde copas de cristal de plomo artísticamente hechas a mano hasta vidrio flotado en grandes cantidades para los sectores de construcción y automoción. Las técnicas de fabricación varían desde los pequeños hornos eléctricos que se usan en el subsector de fibra cerámica hasta los hornos regenerativos de caldeo cruzado que empleados en el subsector de vidrio plano. La fabricación de vidrio y de productos de vidrio consta de cuatro etapas: Mezclado de materias primas y vidrio reciclado, fundición, moldeo y por ultimo un tratamiento de alivio de tensiones. La materia prima usada consiste en: arena silícea, ceniza de soda, caliza, feldespato y bórax. La energía eléctrica se usa en los procesos de transformaciones mecánicas y electrotermia.

El cemento es un polvo fino que se obtiene al poner en temperaturas muy altas una mezcla de piedra caliza, arcilla y otras sustancias. Es un material que reacciona con el agua y que actúa como aglutinante, presenta propiedades de adherencia y cohesión, produciendo compuestos que son muy resistentes. La industria del cemento, representa un subsector con alto consumo eléctrico. La distribución del mismo se muestra en la Figura 75.

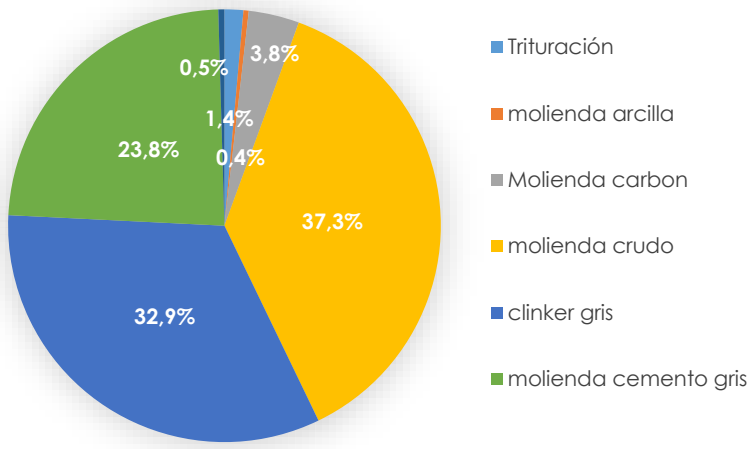


Figura 75. Distribución consumo eléctrico en producción de cemento.
Fuente: Elaboración propia de (CORPOEMA, 2014a)

La mayor parte del consumo energético para la fabricación de cemento se concentra en la descarbonatación y la clinkerización de las materias primas en el horno, operación que consume cerca del 90 % de la energía total consumida en la fábrica. La energía eléctrica se consume en su mayor parte en las operaciones de molienda, tanto de materias primas como de cemento, que representan aproximadamente el 75 % de la energía eléctrica total consumida. La impulsión de gases y la manipulación y transporte de materiales suman prácticamente el 25 % restante (Castrillón, R; González, A; Quispe, 2013).

- **Metalúrgicos básicos**

Esta división incluye: Las actividades de fundido y refinado de metales ferrosos y no ferrosos a partir de minerales, lingotes o escorias de hierro, chatarra y arrabio, usando procesos electrometalúrgicos y otras técnicas metalúrgicas. En esta división, las unidades económicas o empresas también producen aleaciones y superaleaciones de metales mediante la adición de otros elementos químicos a metales puros. Los productos que resultan de la fundición y la refinación, particularmente en forma de lingotes, se usan en procesos de laminado, estirado, trefilado o extrudido para fabricar hojas, tiras, barras, varillas o alambre y perfiles huecos, y en forma fundida para fabricar piezas fundidas y otros productos de metales básicos.

- **Transformación madera y muebles**

El consumo de energía en la industria mecánica de la madera puede distribuirse generalmente en tres categorías principales: i) Elaboración y manipulación de materiales; ii) Materia prima y secado del producto, iii) servicios, como aire comprimido, calefacción y alumbrado de los locales. (FAO, 1991). La energía eléctrica en el sector de madera se usa principalmente en la generación de fuerza motriz, principalmente para transmisión de potencia en equipos de corte y pulido, seguido por el aire comprimido que se usa para operar principalmente máquinas de encolado y pintura. Los procesos de transformación de madera incluyen operaciones de aserrío, elaboración de tableros contrachapados y aglomerados, entre otros como materia prima para muebles y materiales de construcción. A continuación se muestra la distribución del consumo eléctrico en tres procesos de transformación de la madera.

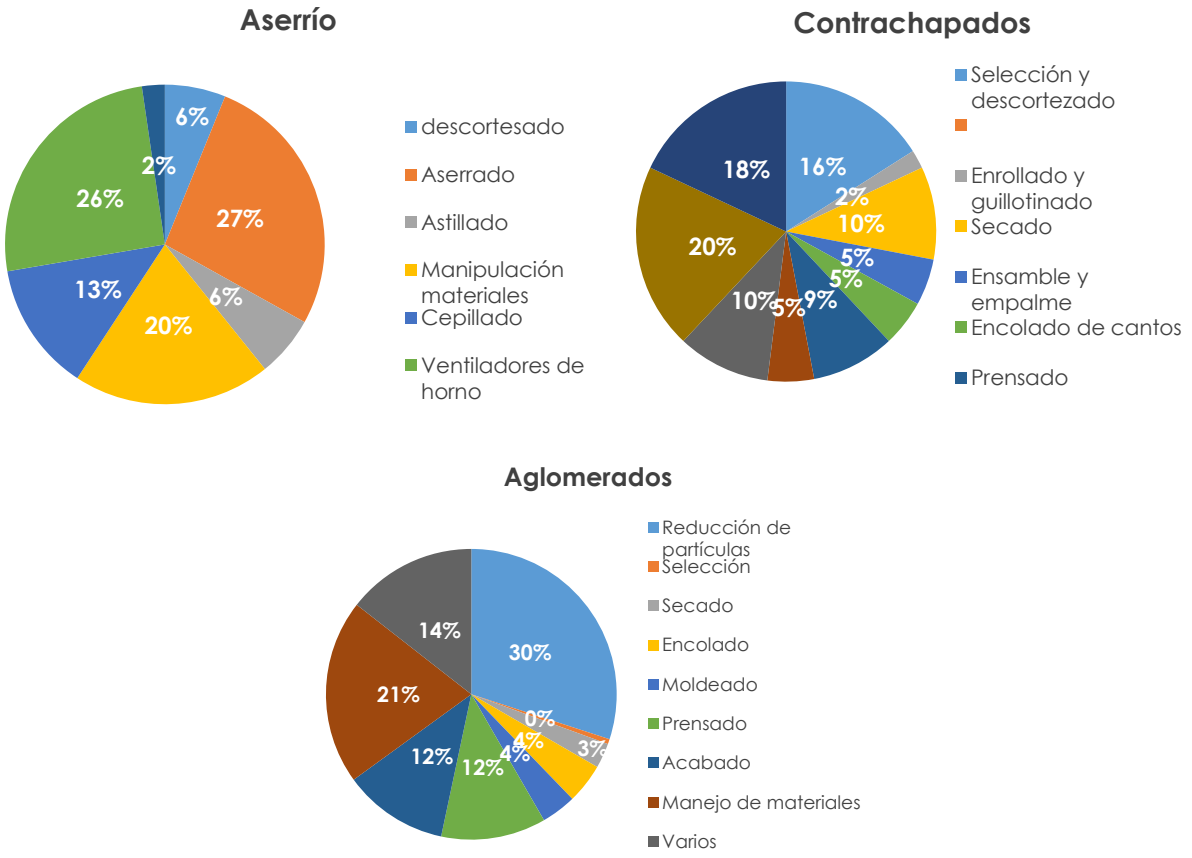


Figura 76. Principales operaciones de consumo de energía en la transformación de la madera.
Fuente: Elaboración propia datos de (FAO, 1991)

En todos los tres procesos de elaboración del producto, la energía térmica constituye el mayor usuario de energía, representado un 82-87% de la energía total necesaria para la elaboración de madera aserrada, tableros contrachapados y tableros de partículas, correspondiendo al secado aproximadamente el 87%, 61% y 62%, respectivamente. En todos estos procesos, la electricidad representa un 15-28%. Los servicios de alumbrado, calefacción de locales, agua caliente o sistemas de vapor, aire comprimido y servicios de talleres corresponden con el ítem varios, y aunque individualmente no suponen un gran usuario de energía, como grupo considerado colectivamente necesitan cantidades muy considerables de la misma.

Los procesos utilizados en la fabricación de muebles son métodos estandarizados de conformación de materiales y ensamblado de componentes, incluyendo el corte, moldeado y laminado. El diseño de los artículos constituye un aspecto importante en su producción, en donde se tiene en cuenta la estética y sus características funcionales.

- **Alimentos y bebidas.**

Es un sector muy heterogéneo con diferencias entre los distintos subsectores en cuanto al consumo de energía. Este sector incluye: la transformación y conservación de carnes y pescado, elaboración de aceites, transformación de frutas, verduras y hortalizas, productos lácteos, molinería, almidones y productos preparados para animales, productos de panadería, ingenios azucareros y trapiches, y elaboración de bebidas. Dada esta diversidad, no en todos intervienen todos los servicios generales como refrigeración, aire comprimido, aire acondicionado, calentamiento directo o indirecto con energía térmica o eléctrica. La siguiente figura muestra la distribución del uso de electricidad.

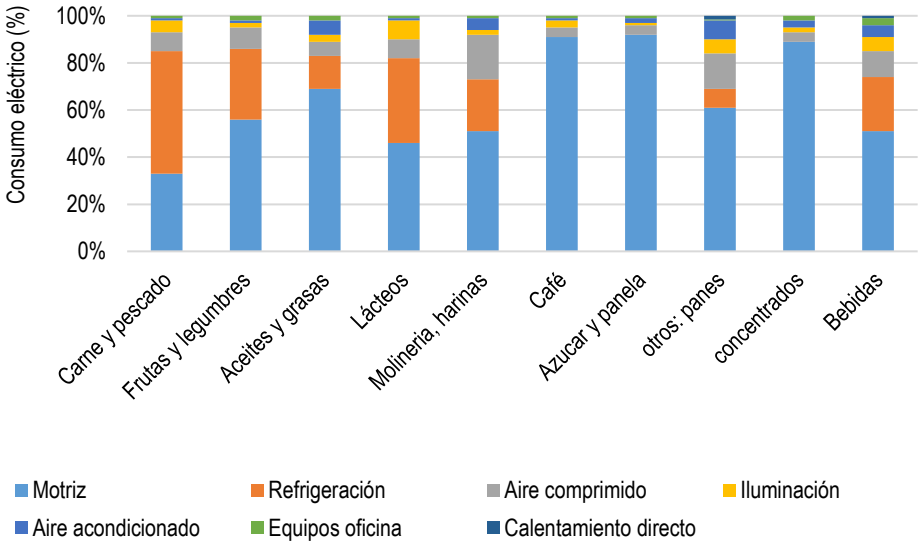


Figura 77. Uso de la electricidad en alimentos y bebidas.
Elaboración propia de (Incombustion & UPME, n.d.)

La Figura 77 permite hacerse una idea de lo diverso que es la actividad de alimentos. Los alimentos que requieren almacenamiento especial, como lo son los lácteos y carne y pescado, preentan gran consumo de electricidad por refrigeración. En esta etapa del procesamiento, por ejemplo, no es posible la aplicación de mecanismos RD debido a que por tratarse de alimentos perecederos, la cadena de frio, no puede ser interrumpida.

- **Coque y Petróleo**

Esta división comprende los procesos de coquización del carbón y fraccionamiento del petróleo. El proceso principal es la refinación del petróleo, mediante técnicas como la destilación, para obtener entre otros combustibles líquidos, mezcla de combustibles y gases como propano. En Colombia, el sector de hidrocarburos tiene un impacto significativo en la economía ya que representa el 50% de las exportaciones del país, la tercera parte de la inversión extranjera directa y el 25% de los ingresos corrientes del gobierno. El proceso de refinado del petróleo es considerado altamente energía-intensivo, en forma de combustible aplicado en numerosos hornos y calderas y en forma de energía eléctrica utilizada para accionamiento de motores y en menor medida en el alumbrado de las plantas. Los

procesos de refinación utilizan combustible y vapor para calentar los flujos de proceso y proporcionar la energía necesaria para provocar reacciones químicas, y utilizan electricidad para hacer funcionar bombas, compresores, entre otros equipos. Algunas refinerías compran combustible (gas natural), electricidad y/o vapor. Otras generan algunos o todos sus servicios en el lugar. Esta generación en el lugar implica el uso de una caldera de vapor tradicional e instalaciones de generación de energía o cogeneración. Los procesos térmicos consumen del orden del 70% de la energía total del sector; la generación de fuerza motriz y electricidad es el segundo gran consumidor, representando un 20% aproximadamente (CORPOEMA, 2014b).

A continuación la Tabla 24 muestra el aporte por procesos del sector construcción a mecanismos RD.

Tabla 45. Aporte del sector Manufactura a mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia

Etapas	Fuente energética	Usos	Aporte RD
Tratamiento y adecuación materias primas	Térmico/Eléctrico	Trituración, Refrigeración, motriz	R-D
Procesamiento y transformación	Térmico/Eléctrico	Pasteurización, homogenización, refrigeración	-
		Corte, molienda, prensado, laminado, pintura, lijado, secado, horneado	R-D
Almacenamiento Producto terminado	Térmico/ eléctrico	Refrigeración, acondicionamiento de ambiente	R-D
Transporte	Eléctrico/Térmico	Bandas trasportadoras, vehículos automotores	R-D
Oficinas administrativas	Eléctrico	Iluminación, acondicionamiento de espacios, equipos de oficina	R-D

2.4.11. Características de las actividades productivas

A continuación se presentan observaciones del análisis realizado a cada actividad productiva:

- Para UR, que incluye los usuarios de tipo residencial, también debería incluir usuarios comerciales y PYMES que no cumplen con las condiciones para UNR. Estos últimos deberían ser caracterizados de manera más detallada para su inclusión dentro del grupo de consumidores por actividad comercial. En orden decreciente que las cinco regiones más representativas dentro del consumo nacional son Centro (Cundinamarca y Meta), Costa norte (Atlántico, Bolívar, César, Córdoba, Guajira, Magdalena y Sucre), Antioquia, Valle y Oriente (Arauca, Boyacá, Casanare y Santanderes) con una participación total de 88%. Un grupo con potencial de aplicación de mecanismos RD. Y en particular, en las ciudades Bogotá, Medellín, Barranquilla, Cali, Santander y Bucaramanga. Dado que los perfiles para estos usuarios básicamente son del tipo tortuga a delfín.

- Regiones Centro, Antioquia, Costa norte, Valle y TCH obedece a comportamientos del tipo Tortuga y para Oriente, CQR, Sur, Choco y Guaviare, los consumos están asociados al comportamiento Delfín, ambos referidos a consumos diurnos y tres picos diarios. Particularmente para el sector residencial, el gasto energético está distribuido en procesos de iluminación, cocción, refrigeración, calentamiento y climatización. Cuanto más alto el estrato socio-económico, mayor es la demanda de electricidad debido a usos con finalidades de confort. Así, estos estratos representan mayor potencial de aplicación de mecanismos RD.
- Los departamentos y áreas metropolitanas con mayor participación en el sector agropecuario son Antioquia, Bogotá DC, Cundinamarca, Valle del Cauca, Meta y Santander. Por lo tanto, son las regiones con potencial de intervención para aplicar mecanismos RD. Así mismo, cuanto más automatización presente la empresa más potencial RD existe. No obstante, la caracterización particular es necesaria debido a la heterogeneidad de las actividades agrícolas y ganaderas. Así, aun cuando las actividades con mayor demanda de electricidad son las ganaderas con fines de producción de carne y leche, la producción de flores y verduras y otros cultivos en invernaderos. Estas podrían ser poco susceptibles de aplicación de mecanismos RD, debido a que los consumos más importantes se deben a la refrigeración y el acondicionamiento de ambientes, y estos no pueden ser desplazados o reducidos debido a que la cadena de frio de los lácteos y cárnicos debe no ser modificada al igual que el ambiente de ciertos cultivos pues podría atrasar o adelantar el desarrollo del cultivo, reduciendo la calidad del mismo. Particularmente, para Colombia, es indispensable la caracterización de los procesos del sector para tener una idea más clara respecto al consumo de energía en particular y poder determinar de manera más realista que mecanismos RD podrían ser aplicados en el sector.
- Los sectores de manufactura y explotación de minas y canteras, son los sectores de mayor demanda de energía eléctrica, sin embargo, este consumo no está relacionado directamente con el número de establecimientos disponibles si comparados con el sector terciario. Esto es, no hay una relación directa entre el consumo eléctrico y el crecimiento económico.
- En el sector terciario, el consumo de electricidad es dependiente del piso térmico, particularmente porque las actividades de mayor consumo en este sector está dado en por el confort, refrigeración, calefacción y aire acondicionado. Los procesos de consumo energético en las actividades de hotelería y restaurantes con gran potencial de RD se encuentra en habitaciones, administración y aseo.
- El sector manufactura es altamente consumidor de electricidad en usos de energía rotacional, relacionados con la motorización de procesos como bombeo de fluidos, compresión de aire, mezclado, y otros procesos con uso de motores eléctricos. Mecanismos de RD en este sector depende de la actividad en particular, dada la heterogeneidad de las actividades de este sector. Muchos de los procesos industriales pueden no ser objeto de estos mecanismos, por las características particulares de los mismos.
- El sector terciario tiene como usos principales de la electricidad en iluminación y acondicionamiento de aire. Sin embargo, estos sectores son muy heterogéneo, por lo que la distribución mostrada en esta figura es solo general.
- En el sector de explotación de minas y canteras, en donde el consumo de electricidad era significativo, la aplicación de mecanismos RD puede ser factible en la etapa de cargue y extracción, cuando son usados equipos eléctricos. Se descartan estos mecanismos en los procesos donde se usan equipos auxiliares, debido a que estos se usan para garantizar la seguridad de la mina y los trabajadores de la misma.

3. Potencial de respuesta de la demanda en el país

En este numeral se hará una revisión de los diferentes mecanismos de respuesta de la demanda existentes, además de revisar la aplicabilidad de estos en el contexto colombiano. También se ilustra el procedimiento a seguir para encontrar el potencial de respuesta de la demanda en Colombia.

3.1. Mecanismos de respuesta de la demanda

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, por sus siglas en inglés) propone dos tipos de mecanismos para incentivar programas de respuesta de la demanda: los programas basados en precios y los programas basados en incentivos. Estos programas dependen del periodo en que se realiza la planeación de los sistemas de potencia como se muestra en la Figura 78 (en la Tabla 46 se presenta una explicación detallada de estos programas).

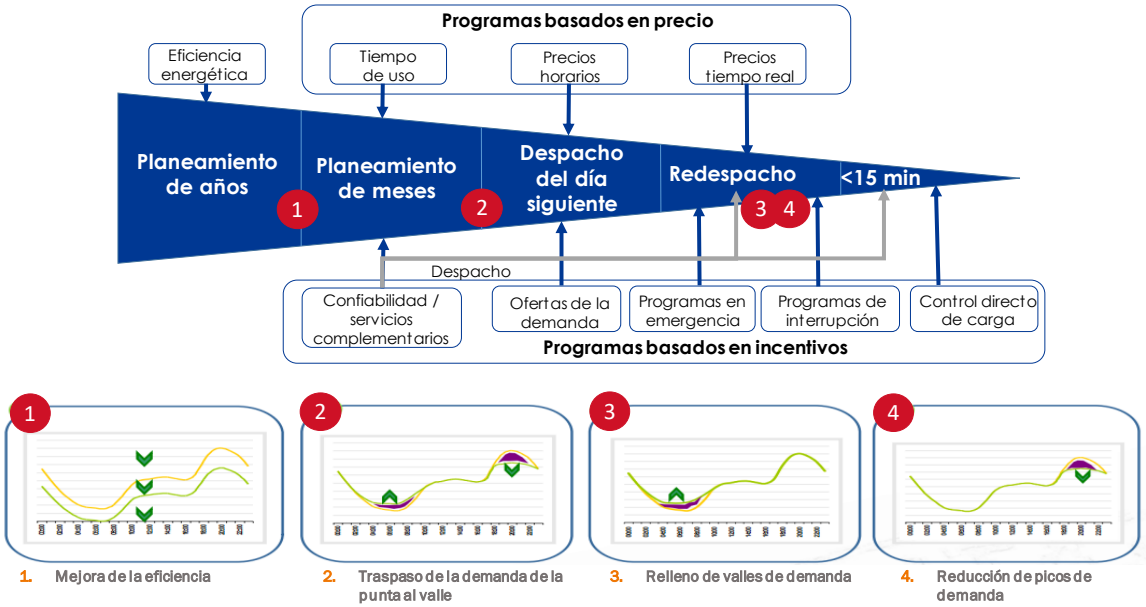


Figura 78. Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia.
Fuente: adaptado de (DOE, 2016)

Tabla 46. Programas de respuesta de la demanda.
Fuente: Elaboración propia.

Tipo	Programa	Descripción
Precio	**Autónomo (AT)** *(real time)*	Información del precio de la energía en tiempo real (< 1 hora) y el usuario decide en que periodos de tiempo consume energía eléctrica.
	Cambio de Horario (CH) *(time of use)*	Se acuerda cambiar el uso de energía eléctrica de periodos picos del día a horas no pico y se ofrece menor precio de la energía o descuento (precios para diferentes periodos).
	Condición Critica (CC) *(Critical peak pricing)*	Se define un alto precio para desincentivar el consumo durante el periodo pico.
Incentivos	**Control Directo de Carga (CDC)** *(Direct load control)*	Se acuerda la desconexión automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
	Carga Interrumpible/ reducible (CIR) *(Interruptible and curtilable)*	Se acuerda la desconexión manual o de carga durante algún evento programado del usuario.

Tipo	Programa	Descripción
	Oferta mercado energía (ODE) *(Demand bidding / buyback)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) hace parte del despacho económico del sistema y se remunera la cantidad a precio de bolsa o a un precio acordado previamente
	Oferta servicios complementarios (ODC) *(Ancillary service market)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo)se ofrece al mercado de servicios complementarios (AGC) y se remunera la cantidad a precio de AGC
	Demanda desconectable voluntaria (DDV) *(Reliability Market)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) acordada entre un generador con compromisos de Oferta de Energía Firme (OEF) y la demanda, y el generador la ofrece al mercado de confiabilidad (cargo por confiabilidad / ENFICC).
	Emergencia / Racionamiento (ER) *(Emergency demand response)*	Incentivo económico (pago / multa al precio de escases) a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse en el recurso energético o emergencia del sistema eléctrico.
	Sistema distribuido de energía (SDE) *(DER,EV)*	Incentivos para el uso de FNCER (AGPE / GD), almacenamiento o vehículo eléctrico (proceso carga / descarga) para participar en respuesta a la demanda (inyección o consumo de potencia / energía)

3.1.1. Evaluación de los mecanismos de respuesta de la demanda

La evaluación consistió en revisar 6 tipos de curvas propuestas para el comportamiento de la demanda en Colombia y mirar su aplicabilidad en los programas de respuesta de la demanda descritos anteriormente. La evaluación se realizó el día 24 de mayo en la ciudad de Cali con más de 55 participantes (9 empresas, 2 entidades gobierno, 4 academia/clúster, 4 consultoría y servicios), y consistió en calificar de 1 (menor) a 5 (mayor) el nivel de aplicación de los programas RD sobre cada tipo de curva. Los resultados de este ejercicio se ilustran en la Figura 79. Las curvas con mayor aplicabilidad en los programas de respuesta de la demanda se muestran en verde oscuro. Se observa que tiene mayor aplicabilidad el programa de picos críticos (CC) con la curva del delfín rosado. Esto indica que los comercializadores subirán el precio de la energía cuando se presenten picos, con el fin de desincentivar la demanda por parte de los usuarios. En segundo lugar se encuentra el programa de cambio de horario también aplicado a la curva del Delfín rosado. Por otro lado, los programas con menor aplicabilidad resultaron ser la curva Manatí aplicada al programa Time of Use y la curva Zarigüeya aplicada a los programas ODE y ER indicados en rojo.

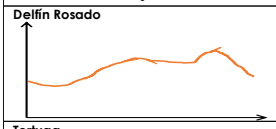
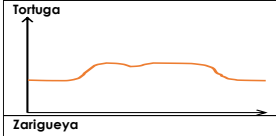
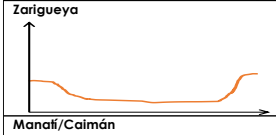
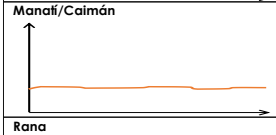
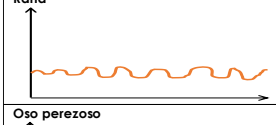
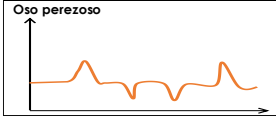
Tipo	AT (RT)	CH (ToU)	CC	CDC	CII	ODE	ODC	DDV	ER	SDE
 Delfín Rosado	3,8	4,0	4,4	3,4	3,5	3,6	3,4	3,5	3,8	3,2
 Tortuga	3,3	3,1	3,5	3,7	3,6	3,5	3,4	3,1	3,6	3,5
 Zarigueya	2,1	2,0	2,2	2,2	2,2	1,9	2,1	2,2	1,9	3,0
 Manatí/Caimán	2,3	1,7	2,3	2,8	2,8	2,2	2,2	2,3	2,4	2,6
 Rana	2,7	2,3	2,8	2,5	2,6	2,4	2,0	2,4	2,5	2,2
 Oso perezoso	3,0	3,0	3,3	2,9	3,0	2,8	2,5	2,3	2,9	2,7

Figura 79. Resultados encuesta de aplicabilidad de curvas de demanda
Fuente: Elaboración propia.

Las curvas con mayor aplicabilidad en los programas de respuesta de la demanda se muestran en los recuadros azules. Se observa que tiene mayor aplicabilidad el programa de picos críticos (CC) con la curva del delfín rosado. Esto indica que los comercializadores subirán el precio de la energía cuando se presenten picos, con el fin de desincentivar la demanda por parte de los usuarios.

En segundo lugar se encuentra el programa de cambio de horario también aplicado a la curva del Delfín rosado. Por otro lado, los programas con menor aplicabilidad resultaron ser la curva Manatí aplicada al programa *Time of Use* y la curva Zarigüeya aplicada a los programas ODE y ER indicados en rojo.

3.2. Supuestos evaluación de potencial de la gestión de la demanda

Para analizar el potencial de la gestión de la demanda se parte de unos supuestos que se dividen en cuatro hitos como se muestra en la Figura 80 (demanda, programas RD, clientes, valoración). Con esto se obtiene el caso base para evaluar el potencial de la respuesta de la demanda, tanto económicamente como en las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

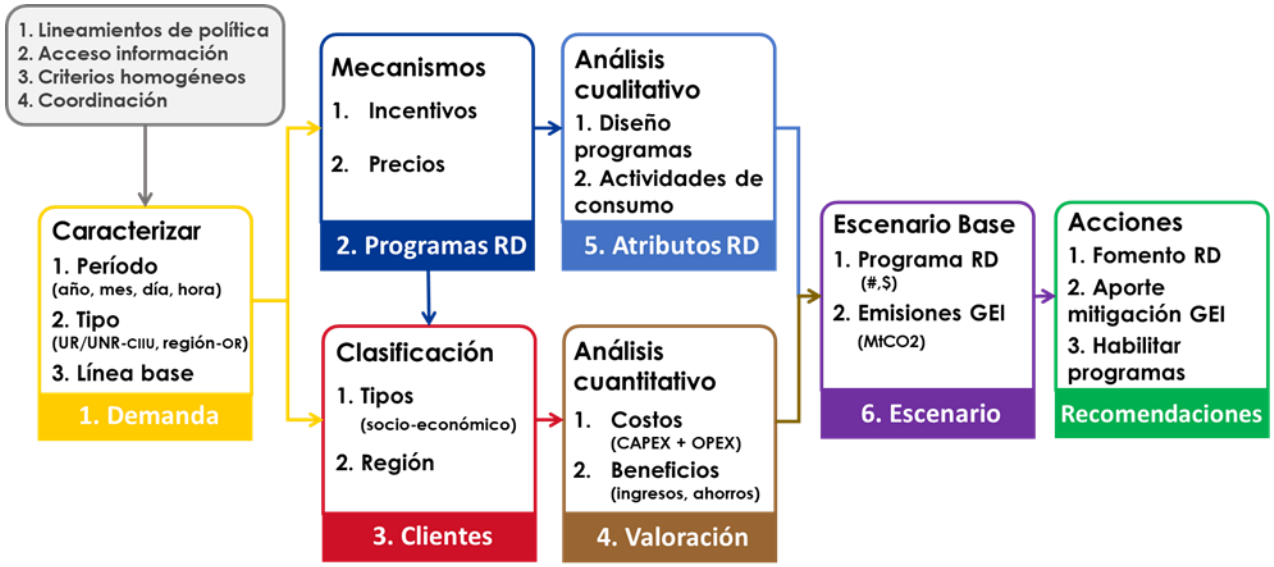


Figura 80. Hoja de ruta para los supuestos del impacto de los programas de RD.
Fuente: Elaboración propia.

3.2.1. Supuestos para la demanda

En los supuestos a la demanda lo que se busca conocer es el comportamiento y clasificación de los tipos de demandas y como se aplican las curvas características de las diferentes actividades económicas a seis curvas tipo, las cuales estandarizan el comportamiento de la demanda.

Se parte de cuatro premisas, a saber:

1. Aporte de la demanda a la mitigación de GEI (demanda objetivo con base en los compromisos que tiene Colombia de mitigación GEI en el COP21).
2. Existe un registro limitado del comportamiento horario de las cargas en los UR. Basados en esta información de hace una definición de factores horarios con base en datos históricos.
3. Criterios con base la experticia de los participantes (GTC).
4. Análisis focalizado a brindar lineamientos de política para fomentar los programas RD.

Consideraciones:

1. Es complejo considerar la particularidad de cada registro horario para su proyección futura.
2. En el largo plazo, existe alta incertidumbre respecto al comportamiento horario.
3. El ejercicio de potencial considera análisis cualitativos y cuantitativos.
4. Se evidencia que el comportamiento horario está asociado a patrones de consumo (curvas tipo).
5. Las curvas tipo reflejarían los patrones de consumo identificados y permiten un análisis cualitativo representativo.

En la Figura 81 se presenta un perfil de la demanda proyectada hasta el año 2030 en color gris vs el factor de emisión de GEI que se tendría asociado a esta demanda en color rojo.

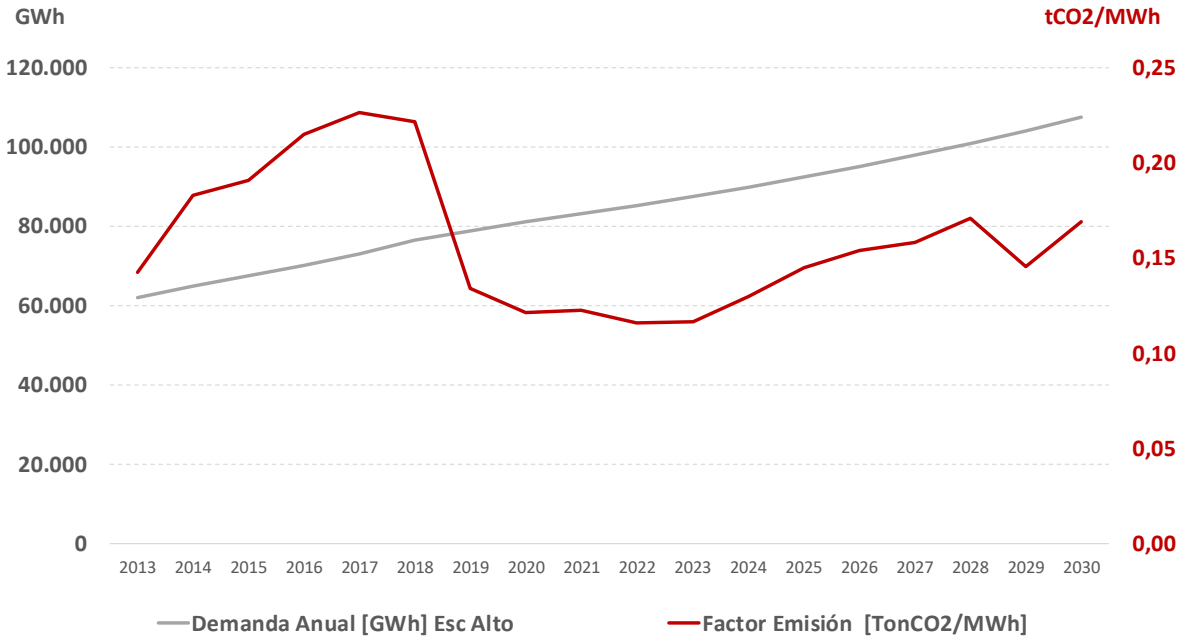


Figura 81. Demanda anual vs. Factor de emisión.
Fuente: Elaboración propia, datos (UPME).

En la Tabla 47 se presenta la demanda de energía mensual y hasta 2030, según proyecciones de la UPME.

Tabla 47.Proyección mensual de demanda de energía a 2030.
Fuente: Elaboración propia, datos (UPME).

(%)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017	8,18%	7,77%	8,39%	8,05%	8,48%	8,22%	8,44%	8,60%	8,47%	8,55%	8,33%	8,50%
2018	8,24%	7,83%	8,33%	8,13%	8,44%	8,18%	8,45%	8,59%	8,43%	8,56%	8,31%	8,51%
2019	8,23%	7,83%	8,37%	8,10%	8,48%	8,19%	8,50%	8,53%	8,41%	8,56%	8,31%	8,50%
2020	8,18%	7,94%	8,34%	8,13%	8,43%	8,22%	8,50%	8,48%	8,43%	8,56%	8,29%	8,51%
2021	8,20%	7,87%	8,42%	8,11%	8,44%	8,23%	8,44%	8,52%	8,42%	8,51%	8,31%	8,53%
2022	8,24%	7,87%	8,41%	8,11%	8,44%	8,23%	8,40%	8,54%	8,42%	8,50%	8,32%	8,52%
2023	8,25%	7,88%	8,42%	8,10%	8,46%	8,24%	8,39%	8,52%	8,41%	8,52%	8,33%	8,47%
2024	8,25%	8,02%	8,28%	8,20%	8,42%	8,19%	8,46%	8,48%	8,37%	8,53%	8,31%	8,47%
2025	8,26%	7,92%	8,39%	8,16%	8,46%	8,21%	8,47%	8,44%	8,39%	8,53%	8,29%	8,48%
2026	8,26%	7,93%	8,40%	8,17%	8,42%	8,25%	8,45%	8,44%	8,40%	8,52%	8,29%	8,48%
2027	8,26%	7,97%	8,37%	8,21%	8,38%	8,25%	8,41%	8,47%	8,39%	8,48%	8,31%	8,49%
2028	8,21%	8,02%	8,37%	8,14%	8,45%	8,27%	8,38%	8,49%	8,40%	8,49%	8,33%	8,45%
2029	8,29%	7,97%	8,35%	8,20%	8,43%	8,24%	8,39%	8,49%	8,38%	8,49%	8,31%	8,46%
2030	8,27%	7,96%	8,38%	8,18%	8,46%	8,25%	8,43%	8,45%	8,36%	8,50%	8,30%	8,44%

Esta misma proyección se divide en regiones, tanto para usuarios regulados (32%) como no regulados (68%), como se muestra en la Tabla 48 y en la Tabla 49.

Tabla 48. Distribución de los usuarios regulados por regiones.
Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

Anual	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare
2017	26,51%	14,95%	23,99%	11,51%	11,03%	4,26%	4,28%	3,01%	0,37%	0,08%
2018	26,51%	14,95%	23,99%	11,51%	11,03%	4,26%	4,28%	3,01%	0,37%	0,08%
2019	26,51%	14,95%	23,99%	11,51%	11,03%	4,26%	4,28%	3,01%	0,37%	0,08%
2020	26,51%	14,95%	23,99%	11,51%	11,03%	4,26%	4,28%	3,01%	0,37%	0,08%
2021	26,51%	14,95%	23,99%	11,51%	11,03%	4,26%	4,28%	3,01%	0,37%	0,08%
2022	26,65%	14,27%	25,26%	10,73%	11,65%	3,82%	4,28%	2,91%	0,35%	0,08%
2023	26,65%	14,27%	25,26%	10,73%	11,65%	3,82%	4,28%	2,91%	0,35%	0,08%
2024	26,65%	14,27%	25,26%	10,73%	11,65%	3,82%	4,28%	2,91%	0,35%	0,08%
2025	26,65%	14,27%	25,26%	10,73%	11,65%	3,82%	4,28%	2,91%	0,35%	0,08%
2026	26,65%	14,27%	25,26%	10,73%	11,65%	3,82%	4,28%	2,91%	0,35%	0,08%
2027	26,60%	13,48%	26,72%	9,84%	12,27%	3,49%	4,28%	2,91%	0,33%	0,08%
2028	26,60%	13,48%	26,72%	9,84%	12,27%	3,49%	4,28%	2,91%	0,33%	0,08%
2029	26,60%	13,48%	26,72%	9,84%	12,27%	3,49%	4,28%	2,91%	0,33%	0,08%
2030	26,60%	13,48%	26,72%	9,84%	12,27%	3,49%	4,28%	2,91%	0,33%	0,08%

Tabla 49. Distribución de los usuarios no regulados por regiones.
Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

Anual	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare
2017	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2018	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2019	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2020	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2021	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2022	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2023	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2024	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2025	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2026	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2027	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2028	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2029	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%
2030	29,12%	15,65%	17,17%	16,20%	10,92%	4,73%	3,61%	2,51%	0,09%	0,00%

Luego se procede a caracterizar la demanda en 24 periodos de una hora como se indica en la Figura 82. Note que la demanda de los UNR es prácticamente plana a lo largo del día.

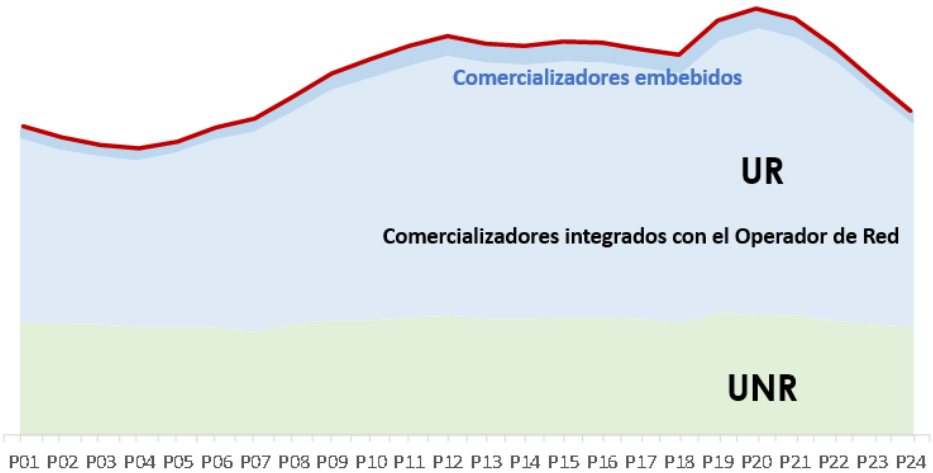


Figura 82. Caracterización horaria de la demanda para UR y UNR.
Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

Posteriormente, se procede a caracterizar las actividades económicas macro que considera XM, mostradas en la Tabla 50. Las actividades que se encuentran en color verde claro son las actividades económicas que generan demanda para el operador de red. Por ejemplo, en el caso del Chocó el

operador de red es DISPAC y las únicas actividades económicas que se registran son construcción y explotación de minas y canteras.

Tabla 50. Actividades económicas que generan demanda a los operadores de red. Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

Sector	OR	Agropecuario, silvicultura, caza y pesca	Comercio, reparación, restaurantes y hoteles	Construcción	Electricidad, gas de ciudad y agua	Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios a las empresas	Explotación de minas y canteras	Industrias manufactureras	Servicios sociales, comunales y personales	Transporte, almacenamiento y comunicación
Antioquia	EPM	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Centro	CODENSA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	EMSA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Choco	DISPAC			■			■			
Costa	ELECTRICARIBE	■	■	■	■	■	■	■	■	■
CQR	CHEC	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	EDQ	■	■	■		■		■	■	■
	EEP	■	■	■	■	■		■	■	■
Oriente	CENS		■	■	■	■	■	■	■	■
	EBSA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	ENELAR			■			■			
	ENERCA	■	■	■		■	■	■	■	
	ESSA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	RUITOQUE	■			■	■	■	■	■	■
Sur	CEDENAR	■	■	■		■	■	■	■	
	CEO	■	■	■	■	■	■	■	■	
	EEBP				■		■			
	EMEESA				■		■	■	■	
	ENERPUTUMAYO				■		■			
THC	ELECTROCAQUETA		■		■	■		■	■	
	ELECTROHUILA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	ENERTOLIMA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Valle	CETSA	■	■	■	■	■	■	■	■	
	EMCALI	■	■	■	■	■	■	■	■	■
	EMCARTAGO		■		■		■	■	■	
	EPSA	■	■	■	■	■	■	■	■	■
STN	STN			■	■		■	■		■

Cada operador de red tiene diferentes curvas de demanda como se ilustra en la Figura 83. De las 9 actividades macro se desprenden más de 300 subactividades. Nótese que estas curvas no presentan un comportamiento típico de la demanda agregada que se observa en la Figura 82. En este caso, STN se refiere a las cargas que están conectadas directamente al Sistema de Transmisión Nacional.

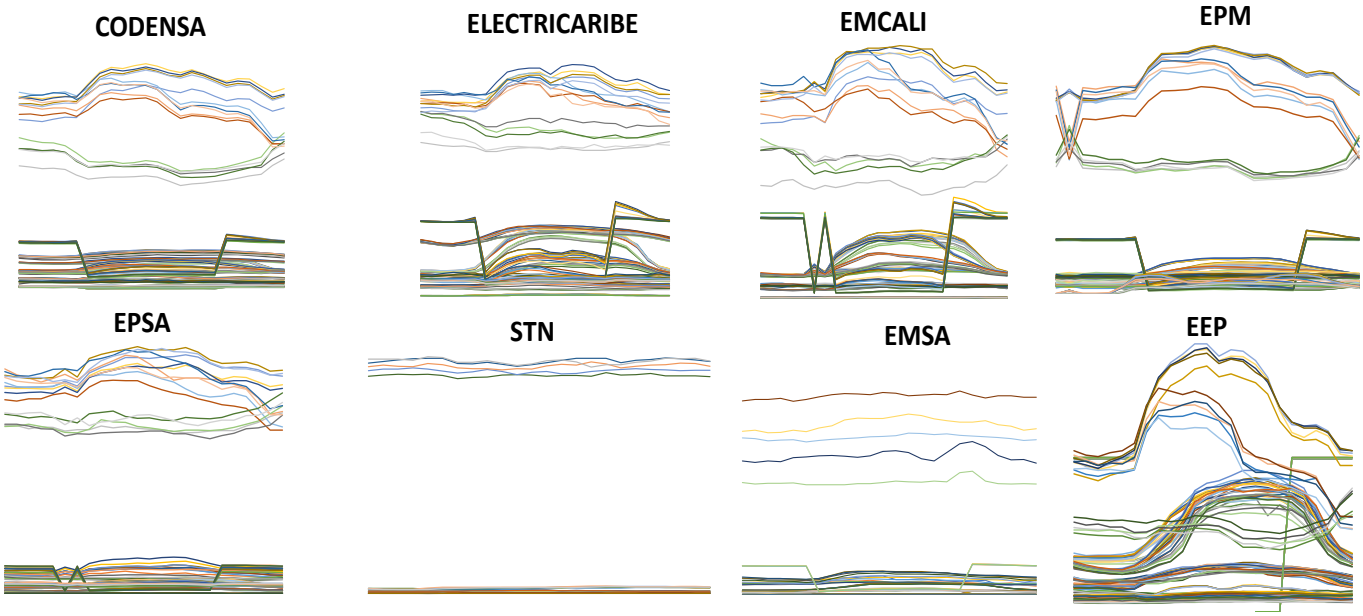
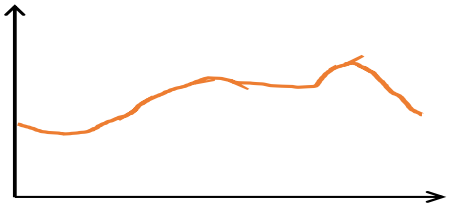
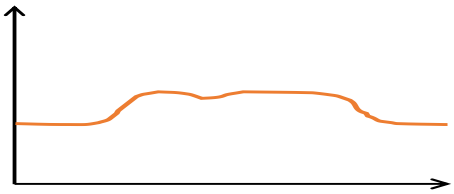


Figura 83. Curvas de demanda para algunos operadores de red. Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

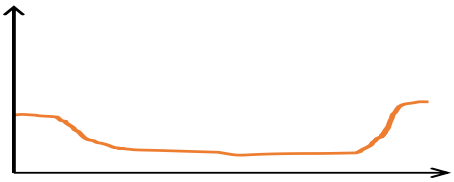
Con el fin de estandarizar las curvas de la Figura 83 se definieron curvas tipos para la demanda horaria y se realizó una clasificación de usuarios de acuerdo con el comportamiento de la demanda de electricidad diaria, a partir de datos XM, esa clasificación se resume en la Figura 87.



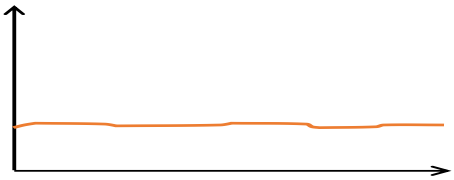
1. **Delfín Rosado:** Un consumo constante con al menos tres aumentos o picos (mañana, mediodía y noche)



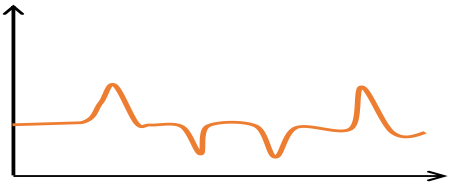
2. **Tortuga:** Un consumo asociado a la actividad laboral diurna (comercio o industria)



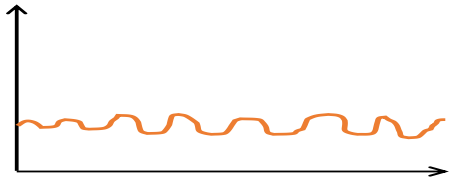
3. **Zarigüeya:** Un consumo principalmente nocturno (sociales, iluminación, procesos no-diurnos).



4. **Manatí/Caimán:** Un consumo asociado a un proceso productivo y sin variaciones representativas en todo el día.



5. **Oso perezoso:** Un consumo con 1 o 2 cambios al día (2 o 3 horas, residencial o cierre temporal establecimiento).



6. **Rana:** Un consumo sin un patrón definido, semi-aleatorio y sin relación a las horas del día.

Figura 84. Tipos de usuarios según el comportamiento de la demanda diaria.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, en la Figura 85 se muestra el perfil de demanda para usuarios UR, considerados en su mayoría usuarios residenciales. Esta clasificación se hace para cada región, según la clasificación mostrada en la Figura 84.

La asignación del perfil horario de cada tipo de usuario (región-OR, actividad productiva) se realizó mediante la comparación individual de cada perfil de datos históricos a cada uno de los 6 tipos definidos en la Figura 84. Cada curva se normaliza respecto a su valor medio y se calcula el error cuadrático medio hora a hora y para cada perfil histórico se le asignó el tipo de curva con menor error. Lo anterior permitió establecer el peso de cada tipo de curva sobre la información disponible y simular el comportamiento futuro de la demanda horaria.

De la caracterización realizada a los perfiles de consumo de energía eléctrica diaria según , y como se muestra en la Figura 85, la demanda de los UR, obedece a comportamientos del tipo Tortuga para las regiones Centro, Antioquia, Costa norte, Valle y TCH y Delfín para Oriente, CQR, Sur, Choco y Guaviare, asociados a consumos diurnos y tres picos diarios.

A continuación, en la Figura 86 se muestra el perfil de demanda para usuarios UNR. Esta clasificación, al igual que para UR, se hace para cada región, según la clasificación mostrada en la Figura 84. Los UNR se incluyen en los sectores económicos según clasificación XM, como se muestra en la Tabla 51.

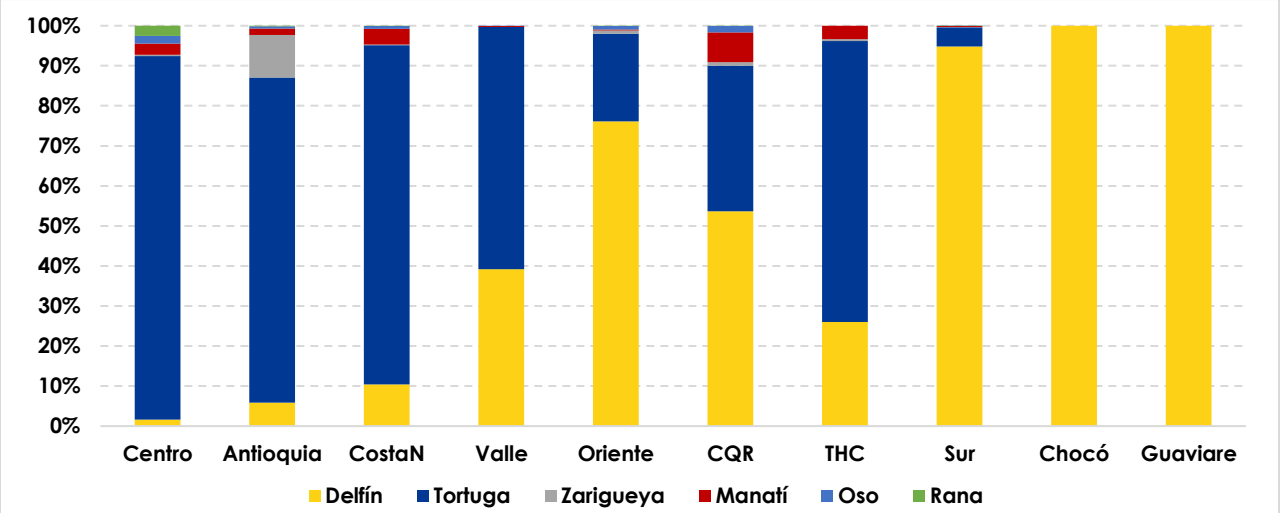


Figura 85. Demanda de electricidad para UR por regiones.
Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

Tabla 51. Clasificación usuarios UNR sector económico.
Fuente: Elaboración propia

#	Descripción UNR
1	Agropecuario, silvicultura, caza y pesca
2	Comercio, reparación, restaurantes y hoteles
3	Construcción
4	Electricidad, gas de ciudad y agua
5	Establecimientos financieros, seguros, inmuebles y servicios
6	Explotación de minas y canteras
7	Industrias manufactureras
8	Servicios sociales, comunales y personales
9	Transporte, almacenamiento y comunicación

Como se muestra en la Figura 86, para los UNR, la demanda obedece a comportamientos del tipo Manatí, el cual está asociados a procesos productivos.

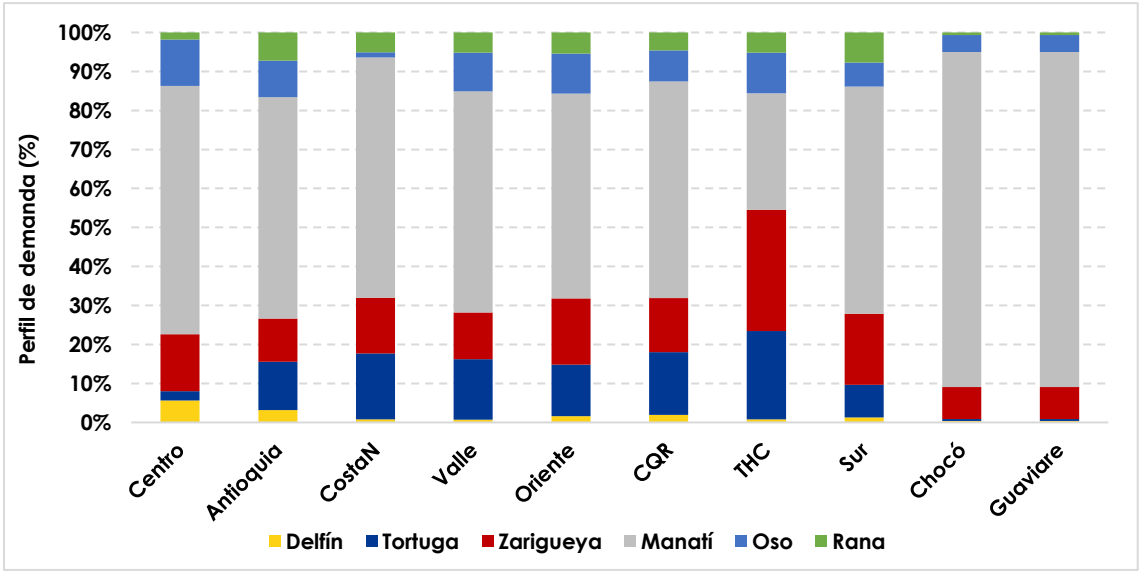


Figura 86. Demanda de electricidad para UNR por regiones.
Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

En la Tabla 52 se muestra la aplicabilidad de las curvas de la Figura 84. Por ejemplo, se puede observar que la región Chocó para sus usuarios regulados se caracteriza en su totalidad por la curva del Delfín Rosado; es decir: mantiene un consumo constante con al menos tres aumentos asociados a los picos de la mañana, mediodía y noche. Por otro lado, la región Centro se caracteriza predominantemente por tener una curva tipo Tortuga (90,8%); es decir, un consumo asociado a la actividad laboral diurna (comercio o industria) y en menor medida por las otras curvas. Por otra parte, los usuarios no regulados presentan un comportamiento lineal, correspondiente al tipo de curva Manatí.

Tabla 52. Caracterización de las regiones según el tipo de curva, para UR y UNR.
Fuente: Elaboración propia, datos (XM, 2017).

	UR						UNR					
Año	Delfín	Tortuga	Zarigueya	Manatí	Oso	Rana	Delfín	Tortuga	Zarigueya	Manatí	Oso	Rana
Centro	1,6%	90,8%	0,3%	2,8%	1,9%	2,6%	5,6%	2,4%	14,6%	63,6%	11,9%	1,8%
Antioquia	5,9%	81,2%	10,6%	1,6%	0,5%	0,2%	3,1%	12,4%	11,1%	56,8%	9,4%	7,2%
CostaN	10,4%	84,7%	0,2%	3,9%	0,7%	0,1%	0,8%	16,9%	14,3%	61,7%	1,3%	5,1%
Valle	39,2%	60,5%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,7%	15,5%	12,0%	56,8%	9,9%	5,2%
Oriente	76,1%	21,8%	0,9%	0,2%	0,9%	0,0%	1,6%	13,2%	17,0%	52,5%	10,3%	5,4%
CQR	53,7%	36,4%	0,9%	7,4%	1,6%	0,1%	1,9%	16,1%	13,9%	55,5%	8,0%	4,6%
THC	26,0%	70,1%	0,5%	3,3%	0,0%	0,0%	0,8%	22,6%	31,1%	29,9%	10,4%	5,2%
Sur	94,8%	4,8%	0,0%	0,3%	0,0%	0,0%	1,3%	8,4%	18,2%	58,3%	6,2%	7,7%
Chocó	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,5%	8,2%	85,9%	4,3%	0,7%
Guaviare	100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,5%	8,2%	85,9%	4,3%	0,7%

3.2.2. Supuestos para los mecanismos

En esta numeral se pretende conocer la aplicabilidad de los diferentes mecanismos por medio de talleres realizados en las ciudades de Cali y Bogotá.

Se parte las siguientes premisas:

1. Análisis internacional de programas RD y experiencias.
2. Discusión de aplicabilidad de programas a Colombia (talleres).
3. Definición de programas orientados a potencia o energía (disminuir o desplazar consumo).
4. Criterios con base la experticia de los participantes (GTC).

Los supuestos para los mecanismos parten de la *Figura 78*, la cual ilustra los programas de respuesta de la demanda diseñados en una línea de tiempo desde años hasta respuesta en tiempo real. Estos programas se caracterizan por disminuir el consumo total de energía (mejoras en la eficiencia energética), aplanar los picos, llenar los valles y desplazar el consumo de energía. Con base en la información anterior se realizó un ejercicio en el cual se podían identificar los programas con un mayor potencial de uso considerando el contexto colombiano. El resultado de este ejercicio se ilustra en la Figura 87.

En el eje vertical las letras TRC significan:
T: Apropiación tecnológica.
R: Adaptación regulatoria.
C: Aceptación del cliente.
Por otro lado, en el eje horizontal se pueden ver las letras EP que quieren decir:
E: Mitigación de emisiones.
P: Disminución de precios.

La actividad permitió identificar los programas con un mayor potencial de uso, considerando el contexto colombiano. Se puede evidenciar que los programas de respuesta de la demanda con mayor potencial son los de Control Directo de Carga y Tiempo de Uso.

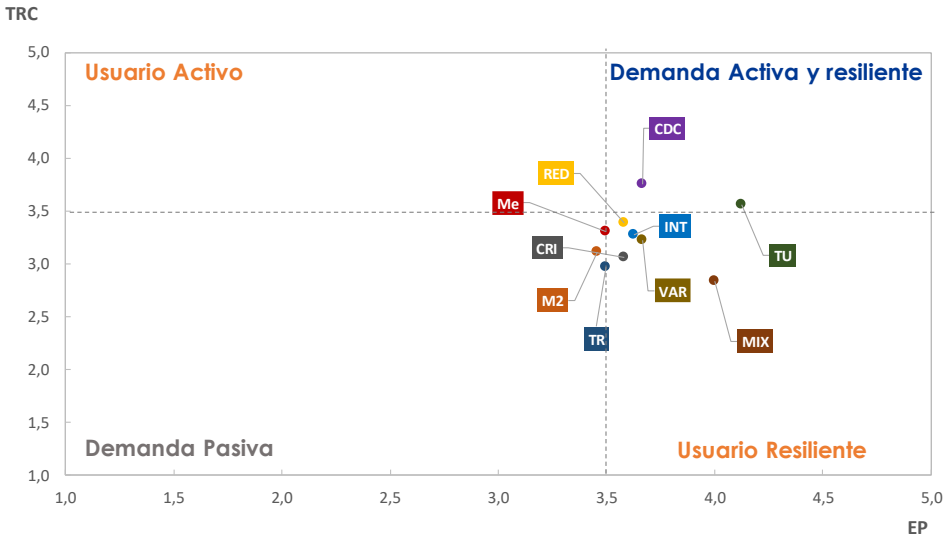


Figura 87. Priorización de programas de RD (Sesión de trabajo).
Fuente: Elaboración propia.

Con base en el taller descrito en el numeral 2.2 se clasificó la aplicabilidad de las curvas para cada uno de los programas, como se indica en la Tabla 53.

Tabla 53. Porcentaje de aplicación de las curvas según tipo de programa de RD.
Fuente: Elaboración propia.

	UR						UNR					
Curva	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
AT (RT)	69%	57%	29%	32%	50%	41%	69%	57%	29%	32%	50%	41%
CH (ToU)	75%	53%	26%	18%	49%	32%	75%	53%	26%	18%	49%	32%
CC	86%	62%	31%	33%	57%	46%	86%	62%	31%	33%	57%	46%
CDC	59%	68%	30%	44%	47%	37%	59%	68%	30%	44%	47%	37%
CIR	62%	65%	30%	45%	50%	41%	62%	65%	30%	45%	50%	41%
ODE	64%	64%	22%	30%	46%	35%	64%	64%	22%	30%	46%	35%
ODC	60%	61%	28%	30%	36%	26%	60%	61%	28%	30%	36%	26%
DDV	63%	53%	29%	33%	34%	36%	63%	53%	29%	33%	34%	36%
ER	70%	65%	23%	34%	48%	38%	70%	65%	23%	34%	48%	38%
SDE	54%	63%	50%	41%	42%	31%	54%	63%	50%	41%	42%	31%

En la Tabla 54 se presenta la medida cualitativa de la aplicabilidad de las curvas. Posteriormente, se define el factor de aporte horario para cada uno de los programas como se indica en la Tabla 55.

Tabla 54. Escala cualitativa de aplicabilidad de las curvas tipo.
Fuente: Elaboración propia.

#	(%)	Aporte
4 <= z < 5	76 - 100	Muy alto
3 <= z < 4	51 - 75	Alto
2 <= z < 3	26 - 50	Medio
1 <= z < 2	0 - 25	Bajo

Tabla 55. Factor de aporte horario para los programas de RD.
Fuente: Elaboración propia.

Programa RD	P01	P02	P03	P04	P05	P06	P07	P08	P09	P10	P11	P12	P13	P14	P15	P16	P17	P18	P19	P20	P21	P22	P23	P24
AT (RT)	-0,07%	-0,07%	-0,07%	-0,07%	-0,07%	0,14%	0,28%	0,28%	0,14%	-0,14%	-0,14%	0,48%	0,35%	-0,14%	0,35%	-0,14%	-0,14%	0,28%	0,55%	0,55%	0,28%	-0,14%	-0,21%	-0,14%
CH (ToU)	-0,58%	-0,58%	-0,58%	-0,58%	-0,58%	-0,58%	-0,23%	-0,23%	-0,23%	-0,23%	-0,23%	0,92%	0,92%	0,92%	-0,23%	-0,23%	-0,23%	0,92%	0,92%	0,92%	0,92%	-0,23%	-0,23%	-0,58%
CC	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,52%	0,92%	0,92%	0,92%	0,52%	0,00%	0,00%	0,00%
CDC	-0,12%	-0,12%	-0,12%	-0,12%	-0,12%	0,23%	0,46%	0,46%	0,23%	-0,23%	-0,23%	0,81%	0,58%	-0,23%	0,58%	-0,23%	-0,23%	0,46%	0,92%	0,92%	0,46%	-0,23%	-0,35%	-0,23%
CIR	-0,09%	-0,09%	-0,09%	-0,09%	-0,09%	0,18%	0,37%	0,37%	0,18%	-0,18%	-0,18%	0,64%	0,46%	-0,18%	0,46%	-0,18%	-0,18%	0,37%	0,74%	0,74%	0,37%	-0,18%	-0,28%	-0,18%
ODE	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,46%	0,81%	0,81%	0,46%	0,00%	0,46%	0,46%	0,81%	0,81%	0,00%	0,00%	0,00%	0,46%	0,92%	0,92%	0,46%	0,00%	0,00%	0,00%
ODC	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%	-0,12%	0,12%
DDV	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%	0,98%
ER	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,43%	0,43%	0,86%	0,86%	0,00%	0,00%	0,00%	0,43%	0,86%	0,86%	0,43%	0,00%	0,00%	0,00%
SDE	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,22%	0,46%	0,92%	1,04%	1,04%	1,04%	1,04%	1,04%	1,04%	1,04%	1,04%	0,92%	0,46%	0,22%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

El aporte en términos de energía y de potencia de los mecanismos de respuesta de la demanda varía de acuerdo con su diseño y el nivel de participación de los usuarios. A continuación, se describe el comportamiento esperado de los diferentes mecanismos de forma horaria, teniendo como base una reducción de máximo el 7% del pico de potencia y del 2,5% de la demanda de energía anual. Por convención, se considera que los valores positivos representan las horas en que el mecanismo de respuesta de la demanda está aportando a la reducción de energía, y los valores negativos cuando aumenta la energía producto del desplazamiento del consumo desde otras horas.

El aporte de los mecanismos diseñados para condiciones críticas de abastecimiento, en las cuales se espera un impacto en términos de reducción de la energía, ya sea de forma constante o en los picos de demanda se presenta en la Figura 88. En primer lugar, el mecanismo DDV considera un aporte horario constante producto de las ofertas presentadas por los agentes como anillo de seguridad de sus OEF. El aporte del mecanismo CC, se concentra en el pico de la noche, alcanzando reducciones cercanas a 0,9% de la potencia; mientras que el mecanismo ER aporta en el pico del medio día y el de la noche cerca del 0,85% de la potencia.

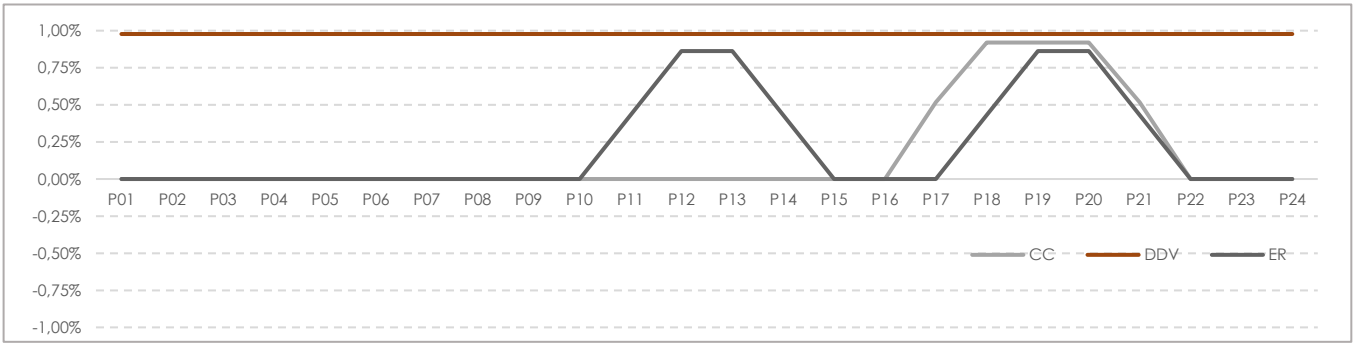


Figura 88 Aporte horario mecanismos CC, DDV y ER.
Fuente: Elaboración propia.

El aporte del mecanismo ToU depende de su diseño, en este caso se consideran 3 escalones de tarifas, y de forma proporcional el aporte de potencia y energía (ver Figura 89). Los precios de la energía entre el periodo 23 y el 06 son bajos, incentivando a que el usuario traslade su consumo a estas horas; en los periodos de demanda pico, 12-14 y 18-21, los precios son altos desincentivando el consumo; finalmente, los periodos del día restantes se consideran que el precio de la energía son intermedios y el aporte en términos de energía son menores.

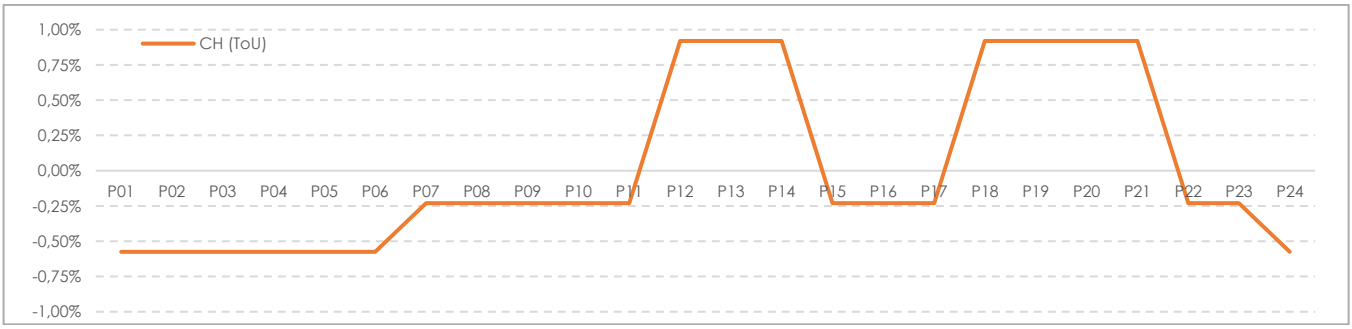


Figura 89 Aporte horario mecanismo CH (ToU).
Fuente: Elaboración propia.

El aporte de los mecanismos de respuesta de la demanda, diseñados para operar ante condiciones particulares del sistema, especialmente el precio del mercado spot; se muestra en la Figura 90. La respuesta del mecanismo AT(RT) se presenta en las horas de alta demanda donde los precios aumentan y los participantes disminuyen su consumo, en el mecanismo CIR se activan los protocolos para disminuir la demanda y los dispositivos automáticos operan para controlar carga (CDC).

El nivel de aporte es determinado de acuerdo a las lecciones aprendidas en este tipo de mecanismos, teniendo un mayor desempeño los programas automatizados, seguidos de los programas con alguna alerta por parte del operador y finalmente los mecanismos en los que el participante debe monitorear el precio de forma continua.

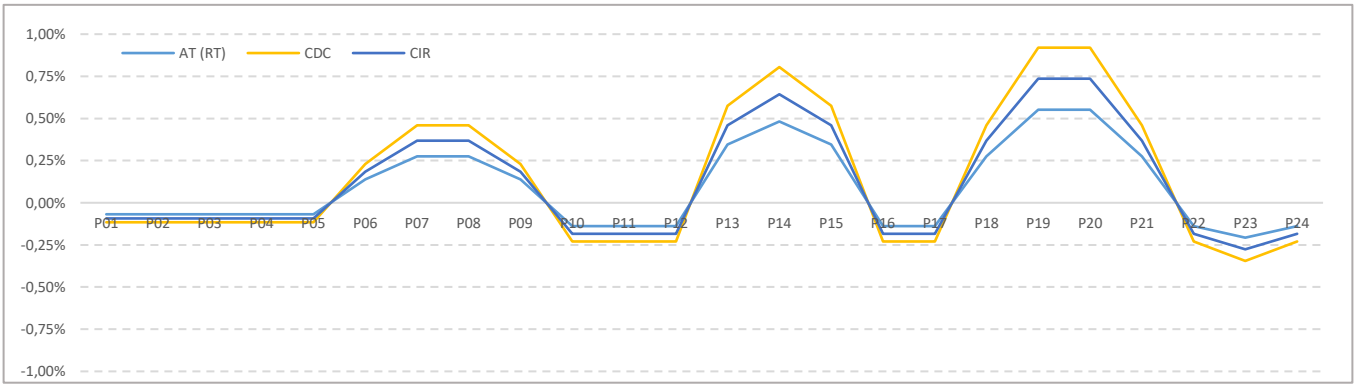


Figura 90. Aporte horario mecanismos AT (RT), CDC y CIR.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 91 se muestra el aporte de los mecanismos de respuesta de la demanda con participación en los diferentes mercados. En primer lugar, el aporte en el mercado de corto plazo (ODE) se considera que los recursos son despachados en horas de alta demanda asociadas a los tres picos del día. En el mecanismo SDE, la energía generada por los sistemas energéticos distribuidos es vista como una reducción en la demanda para el sistema, en este caso solo se considera el aporte de sistemas fotovoltaicos. Por último, las características de los servicios complementarios hacen que el aporte del mecanismo ODC varié dependiendo de las condiciones del sistema; por este motivo, se considera que dicho fluctué entre un valor positivo y uno negativo, con aporte neto en el día cero.

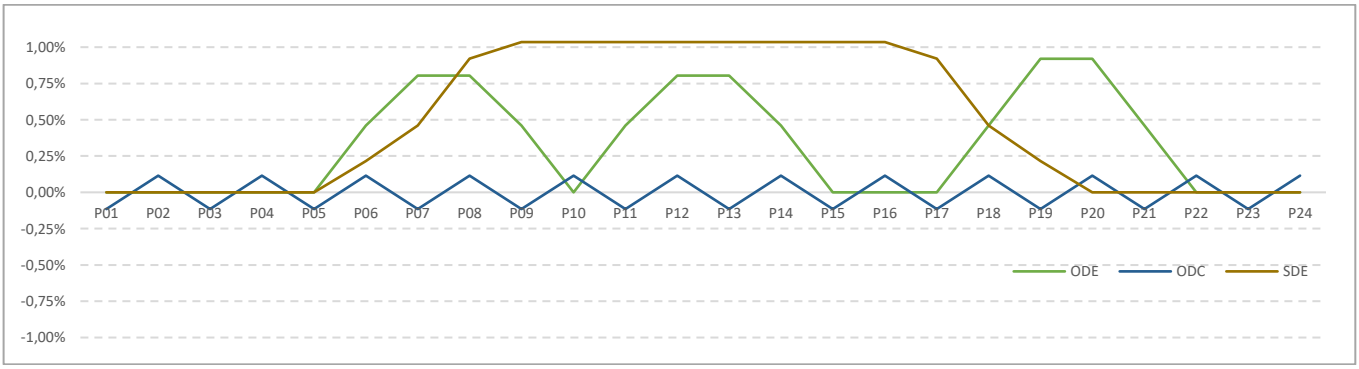


Figura 91 Aporte horario mecanismos ODE, ODC y SDE.
Fuente: Elaboración propia.

3.2.3. Supuestos para los clientes

En este numeral se parte identificando la cantidad de suscriptores por estrato y la cantidad de kWh que consumen mes a mes, luego se clasifican por región, y por último se explica la energía esperada a participar de los mecanismos de respuesta de la demanda.

Se parte las siguientes premisas:

1. Identificación de clientes con base en el registro de suscriptores.
2. Definición de clientes prioritarios o factibles con base la experticia de los participantes (GTC).
3. Definición de potencial aporte (magnitud y número) con base en referencias internacionales y experticia de los participantes (caso base).

Para los supuestos de los clientes se parte de la cantidad de suscriptores separados por estratos y actividades económicas y los kWh que estos han consumido en el 2017; datos mostrados en la Tabla 56.

Tabla 56. Número de suscriptores y energía consumida en el año 2017.
Fuente: Elaboración propia. Datos (SSPD, 2018)

Cliente	kWh	Suscriptores	kWh-mes
Estrato 1	6.805.958.770	3.931.551	144
Estrato 2	7.679.731.575	4.618.049	139
Estrato 3	4.955.130.687	2.762.040	150
Estrato 4	1.966.065.677	946.726	173
Estrato 5	920.825.495	366.345	209
Estrato 6	852.580.106	218.603	325
Industrial	14.591.316.632	100.375	12.114
Comercial	11.210.722.111	1.023.837	912
Oficial	1.864.710.745	60.555	2.566
Provisional	167.128.701	11.049	1.260
Alumbrado Publico	1.487.258.402	6.170	20.089
Especial Asistencial	722.688.237	8.576	7.023
Especial Educativo	426.117.542	16.353	2.171
Areas Comunes	187.238.732	7.865	1.984
Industrial Bombeo	323.385.237	3.000	8.982
Distrito Riego	107.380.514	630	14.194

El número de suscriptores se clasifica por la región a la que pertenecen, como se puede ver en la Tabla 57, mientras que en la Tabla 58 se muestra el consumo promedio de kWh-mes.

Tabla 57. Clasificación de suscriptores por regiones.
Fuente: Elaboración propia.

Cliente (#)	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare	Total
Estrato 1	323.489	431.828	1.518.177	247.997	382.848	149.727	289.723	512.375	67.501	8.555	**3.932.219**
Estrato 2	1.275.585	757.448	613.623	423.812	693.633	277.454	373.357	193.590	6.512	5.056	**4.620.070**
Estrato 3	1.016.327	549.046	241.465	301.895	280.720	193.731	107.167	67.910	2.548	1.345	**2.762.153**
Estrato 4	345.143	158.545	84.966	103.586	128.290	67.703	30.836	27.657	12	1	**946.739**
Estrato 5	107.677	95.485	33.040	62.026	22.451	32.621	6.716	6.513	0	0	**366.529**
Estrato 6	85.494	41.169	36.842	20.169	10.726	22.559	1.050	651	0	0	**218.661**
Industrial	49.255	19.306	3.932	5.499	12.848	3.674	2.214	3.560	119	20	**100.427**
Comercial	335.668	158.677	122.505	87.329	140.151	69.116	65.773	38.581	4.419	1.819	**1.024.038**
Oficial	9.465	11.126	5.812	3.486	13.794	3.980	5.420	6.578	811	274	**60.745**
Alumbrado Publico	447	291	436	52	1.243	1.826	1.243	669	19	18	**6.243**
Especial Asistencial	1.418	2.298	2.252	449	213	1.353	214	389	3	5	**8.593**
Especial Educativo	2.445	43	7.183	232	244	2.005	2.931	1.282	1	7	**16.372**
Industrial Bombeo	119	128	1.792	619	277	36	41	0	1	8	**3.021**
Distrito Riego	75	0	191	38	191	25	138	0	0	0	**658**
Provisional	4.741	98	78	2	1.367	2.767	1.168	703	80	81	**11.083**
Areas Comunes	2.275	607	35	123	1.581	2.659	1.233	17	0	0	**8.529**
Total	**3.559.621**	**2.226.095**	**2.672.330**	**1.257.313**	**1.690.576**	**831.235**	**889.223**	**860.475**	**82.025**	**17.188**	**14.086.081**

Tabla 58. Consumo promedio mes por tipo y región (kWh-mes)
Fuente: Elaboración propia.

Participación (kWh-mes)	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare
Estrato 1	125	107	210	127	108	89	89	82	112	95
Estrato 2	134	126	238	136	117	100	106	98	148	129
Estrato 3	139	143	288	139	139	111	121	115	199	163
Estrato 4	149	166	380	156	167	118	157	125	177	846
Estrato 5	190	197	441	201	192	120	211	133	0	0
Estrato 6	278	275	613	351	231	153	266	184	0	0
Industrial	7.851	10.472	47.817	29.863	11.278	15.043	15.208	11.135	10.910	3.187
Comercial	824	957	1.669	1.244	627	658	598	421	657	390
Oficial	4.151	2.477	4.289	5.378	1.603	1.096	1.846	918	1.686	3.590
Alumbrado Publico	65.855	63.139	45.992	336.695	14.714	3.160	6.658	8.576	19.304	474
Especial Asistencial	5.772	5.466	10.687	20.844	7.703	1.562	6.885	2.135	293	900
Especial Educativo	3.971	7.411	2.672	10.979	2.568	439	600	369	77	59
Industrial Bombeo	114.703	3.827	5.140	3.571	2.934	2.192	8.283	0	125	282
Distrito Riego	29.518	0	15.693	7.322	3.669	69	20.087	0	0	0
Provisional	1.537	14.332	808	47	975	667	1.169	558	2.871	45
Areas Comunes	3.656	5.253	3.066	3.131	350	793	745	1.619	0	0

Posteriormente, el número de suscriptores se divide en usuarios rurales o urbanos (ver Tabla 59).

Tabla 59. Cantidad de usuarios por regiones.
Elaboración propia. Datos: (SSPD, 2018)

Región	Centro Poblado.	Rural	Urbano	Total	Urbano	Rural/CP
Antioquia	677	422.860	1.802.558	2.226.095	81,0%	19,0%
Centro	23.604	273.918	3.262.100	3.559.621	91,6%	8,4%
Choco	4	14.733	67.287	82.025	82,0%	18,0%
Costa Norte	2	156.243	2.516.086	2.672.330	94,2%	5,8%
CQR	41.331	121.307	668.597	831.235	80,4%	19,6%
Guaviare		1.228	15.960	17.188	92,9%	7,1%
Oriente		324.736	1.365.840	1.690.576	80,8%	19,2%
Sur	6.611	402.814	451.050	860.475	52,4%	47,6%
THC	191	199.458	689.574	889.223	77,5%	22,5%
Valle del Cauca	1.327	121.952	1.134.034	1.257.313	90,2%	9,8%
Total	**73.747**	**2.039.249**	**11.973.085**	**14.086.081**	**85,0%**	**15,0%**

Luego se plantea el porcentaje de participación de energía esperada para participar en programas de RD como se ilustra en la Tabla 60. En esta tabla, por ejemplo, un usuario comercial estaría dispuesto a desplazar el 10% de consumo en una hora determinada. Se espera que la participación de los suscriptores de estratos bajos sea mínima, pues estos tienen bajo consumo, y reciben subsidio por el costo del servicio. Por otro lado, se espera que los primeros en participar de los programas de RD sean los suscriptores comerciales, pues estos no tienen cargas vitales asociadas. Finalmente, se espera que sean los industriales quienes sigan, siempre cuando el hecho de usar los programas de RD no afecte sus procesos productivos.

Tabla 60. Participación esperada de energía disponible por tipo de cliente.
Fuente: Elaboración propia.

(%) Energía RD	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare
Estrato 1	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Estrato 2	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Estrato 3	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Estrato 4	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Estrato 5	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Estrato 6	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Industrial	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Comercial	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Oficial	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Alumbrado Publico	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Especial Asistencial	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
Especial Educativo	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Industrial Bombeo	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Distrito Riego	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Provisional	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Areas Comunes	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%

El aporte unitario que se tendría se muestra en la Tabla 61.

Tabla 61. Aporte unitario (kWh-mes) escenario base.
Fuente: Elaboración propia

(kWh-mes) Energía RD	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare
Estrato 1	6,2	5,3	10,5	6,3	5,4	4,4	4,4	4,1	5,6	4,8
Estrato 2	6,7	6,3	11,9	6,8	5,9	5,0	5,3	4,9	7,4	6,5
Estrato 3	6,9	7,1	14,4	7,0	7,0	5,5	6,0	5,7	9,9	8,2
Estrato 4	14,9	16,6	38,0	15,6	16,7	11,8	15,7	12,5	17,7	84,6
Estrato 5	19,0	19,7	44,1	20,1	19,2	12,0	21,1	13,3	0,0	0,0
Estrato 6	27,8	27,5	61,3	35,1	23,1	15,3	26,6	18,4	0,0	0,0
Industrial	785,1	1.047,2	4.781,7	2.986,3	1.127,8	1.504,3	1.520,8	1.113,5	1.091,0	318,7
Comercial	82,4	95,7	166,9	124,4	62,7	65,8	59,8	42,1	65,7	39,0
Oficial	415,1	247,7	428,9	537,8	160,3	109,6	184,6	91,8	168,6	359,0
Alumbrado Publico	3.292,8	3.156,9	2.299,6	16.834,8	735,7	158,0	332,9	428,8	965,2	23,7
Especial Asistencial	288,6	273,3	534,4	1.042,2	385,2	78,1	344,2	106,7	14,6	45,0
Especial Educativo	397,1	741,1	267,2	1.097,9	256,8	43,9	60,0	36,9	7,7	5,9
Industrial Bombeo	11.470,3	382,7	514,0	357,1	293,4	219,2	828,3	0,0	12,5	28,2
Distrito Riego	2.951,8	0,0	1.569,3	732,2	366,9	6,9	2.008,7	0,0	0,0	0,0
Provisional	153,7	1.433,2	80,8	4,7	97,5	66,7	116,9	55,8	287,1	4,5
Areas Comunes	365,6	525,3	306,6	313,1	35,0	79,3	74,5	161,9	0,0	0,0

Posteriormente, basados en el número de suscriptores, se puede determinar la cantidad de usuarios que participaran en los programas de RD. En la Tabla 62 se puede ver que los usuarios de estratos 1, 2, y 3 tendrían muy baja participación en programas de RD, mientras que los usuarios de estratos altos tendrían una mayor participación.

Tabla 62. Nivel de participación esperada de clientes por tipo y región (Número de clientes).
Fuente: Elaboración propia.

(#) Clientes RD	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare	Clientes
Estrato 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estrato 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estrato 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estrato 4	23.740	10.905	5.845	7.125	8.824	4.657	2.121	1.903	1	1	**65.122**
Estrato 5	7.407	6.568	2.273	4.267	1.545	2.244	462	448			**25.214**
Estrato 6	5.881	2.832	2.535	1.388	738	1.552	73	45			**15.044**
Industrial	3.388	1.328	271	379	884	253	153	245	9	2	**6.912**
Comercial	23.088	10.914	8.427	6.007	9.640	4.754	4.524	2.654	304	126	**70.438**
Oficial	652	766	400	240	949	274	373	453	56	19	**4.182**
Alumbrado Publico	62	41	60	8	172	252	171	93	3	3	**865**
Especial Asistencial	196	317	310	62	30	187	30	54	1	1	**1.188**
Especial Educativo	169	3	495	16	17	138	202	89	1	1	**1.131**
Industrial Bombeo	9	9	124	43	20	3	3		1	1	**213**
Distrito Riego	6		14	3	14	2	10				**49**
Provisional	327	7	6	1	94	191	81	49	6	6	**768**
Areas Comunes	157	42	3	9	109	183	85	2			**590**
Clientes	**65.082**	**33.732**	**20.763**	**19.548**	**23.036**	**14.690**	**8.288**	**6.035**	**382**	**160**	**191.716**

En la Tabla 63 se muestra la cantidad de energía (GWh) que se espera que participe de estos programas.

Tabla 63. Cantidad de GWh esperados.
Fuente: Elaboración propia.

(kWh-año) Energía RD	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare	GWh
Estrato 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Estrato 2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Estrato 3	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	**0,0**
Estrato 4	4.243.752,6	2.170.721,8	2.664.334,1	1.335.662,1	1.766.522,3	657.654,3	399.518,5	284.422,3	174,5	69,9	**13,5**
Estrato 5	1.686.233,9	1.549.001,1	1.202.582,0	1.027.023,7	356.701,5	323.413,0	117.068,9	71.522,5	0,0	0,0	**6,3**
Estrato 6	1.959.764,8	934.399,8	1.864.166,3	584.509,1	204.419,2	283.969,7	23.008,4	9.909,5	0,0	0,0	**5,9**
Industrial	31.915.963,6	16.687.912,1	15.519.434,4	13.553.730,7	11.959.463,5	4.561.328,1	2.779.042,4	3.271.919,4	106.703,0	5.304,8	**100,4**
Comercial	22.826.898,0	12.527.212,3	16.875.444,8	8.967.042,4	7.252.256,2	3.750.862,3	3.243.727,6	1.339.685,5	239.609,0	58.513,3	**77,1**
Oficial	3.243.299,7	2.274.550,3	2.057.388,7	1.547.122,6	1.824.833,2	360.176,0	825.910,6	498.474,6	112.808,4	81.137,2	**12,8**
Alumbrado Publico	2.427.267,8	1.518.233,7	1.654.135,7	1.456.657,9	1.509.696,1	476.133,9	682.802,2	473.633,6	30.273,5	704,8	**10,2**
Especial Asistencial	675.423,1	1.036.819,1	1.986.692,1	771.746,4	135.345,5	174.358,5	121.366,7	68.533,8	72,5	377,4	**5,0**
Especial Educativo	801.440,0	26.301,0	1.583.821,8	210.619,1	51.770,5	72.681,5	145.225,6	38.989,0	6,4	32,0	**2,9**
Industrial Bombeo	1.128.184,6	40.401,2	760.335,6	182.465,7	66.999,3	6.498,2	28.199,9	0,0	10,3	186,1	**2,2**
Distrito Riego	181.509,0	0,0	247.394,3	22.813,4	57.920,1	142,4	228.796,7	0,0	0,0	0,0	**0,7**
Provisional	601.545,6	116.346,9	5.191,4	8,5	109.998,5	152.257,8	112.637,3	32.366,7	18.877,4	301,0	**1,1**
Areas Comunes	686.458,3	263.096,2	8.921,7	31.701,7	45.654,5	173.969,8	75.777,0	2.271,0	0,0	0,0	**1,3**
GWh	**72,4**	**39,1**	**46,4**	**29,7**	**25,3**	**11,0**	**8,8**	**6,1**	**0,5**	**0,1**	**239,5**

3.2.4. Supuestos para la valoración

En este numeral se parte de conocer los costos de operación e instalación de los dispositivos de control directo de carga, los tipos de dispositivos a instalar y el número necesario de estos. Luego se procede a estimar los costos de implementar los mecanismos de RD, y los beneficios económicos que su uso tendría, para proceder con la ilustración del caso base. Se parte las siguientes premisas:

- Costos referenciales con base en rangos internacionales y experiencias nacionales.
- Valor de potenciales beneficios con base en datos históricos.
- Definición de módulos "tipo" para habilitar RD.

En los supuestos para la valoración se deben tener en cuenta los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX) de los dispositivos para control directo de carga (CDC). En este caso se consideraron tres tipos de dispositivos de control de carga:

- Tipo 1 maneja hasta 3 cargas.
- Tipo 2 puede manejar hasta 5 cargas.
- Tipo 3 consiste en 2 dispositivos del tipo 2, es decir, puede manejar hasta 10 cargas.

En la Tabla 64, se muestra el rango de costos (inferior y superior) de inversión y operación para los tipos de dispositivos de control de carga. En el CAPEX se debe tener en cuenta el valor del medidor inteligente que va a ser instalado, y el CDC que es básicamente un interruptor. Es importante resaltar que se asume que el costo del medidor avanzado sería cero bajo dado que la instalación del medidor avanzado haría parte del cumplimiento de las metas establecidas en la resolución MME 4 0072 del 2018.

Tabla 64. Estimación de costos de inversión y operación.
Fuente: Elaboración propia.

Equipo RD ($USD)		Tipo 1		Tipo 2	
Tipo	Descripción	Inf	Sup	Inf	Sup
Capex	Medidor	0	0	0	0
	CDC	180	300	350	600
Opex (anual)	Soporte y Mr	10	16	20	30
	Operación	20	14	15	25
	Comunicacio	7	12	8	12
Capex ($USD)		180	300	350	600
Opex ($USD anual)		37	42	43	67

Posteriormente se identificó que tipo de dispositivo podría ser usado por clase de usuario y por región. Los resultados se ilustran en la Tabla 65.

Tabla 65. Tipo de dispositivo por clase usuario y región.
Fuente: Elaboración propia.

Tipo	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare
Estrato 1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Estrato 2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Estrato 3	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Estrato 4	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Estrato 5	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Estrato 6	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Industrial	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Comercial	2	2	2	3	2	2	2	2	2	2
Oficial	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Alumbrado Publico	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Especial Asistencial	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Especial Educativo	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Industrial Bombeo	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Distrito Riego	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Provisional	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Areas Comunes	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2

La información de la Tabla 65 se resume como se indica en la Tabla 66. Se puede observar que el dispositivo tipo 3 sería el menos utilizado.

Tabla 66. Número de usuarios y porcentaje, según tipo de dispositivo.
Fuente: Elaboración propia.

URD	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
(#)	105.380	80.329	6.007
(%)	55,0%	41,9%	3,1%

En la Tabla 67 se muestra el costo total de implementar estos programas para cumplir los lineamientos establecidos en energía hasta el año 2030.

Tabla 67. Costo total de implementar los programas de RD.
Fuente: Elaboración propia.

Cliente	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
RD [GWh]	53,8	112,9	174,6	239,5	306,8	377,2	515,8	662,2	817,0	1.120,9	1.442,5	1.784,1	2.147,2	2.533,8
Incremento [GWh]				0,0	67,3	70,4	138,6	146,3	154,8	304,0	321,6	341,6	363,1	386,6
Clientes (#)				191.716	245.601	289.601	360.036	414.425	459.239	530.567	585.567	630.965	669.982	704.501
Nuevos Clientes (#)				191.716	53.885	43.999	70.436	54.389	44.814	71.328	55.000	45.398	39.017	34.519
Estrato 1				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estrato 2				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estrato 3				0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Estrato 4				18,20	5,12	4,18	6,69	5,16	4,25	6,77	5,22	6,77	3,70	3,28
Estrato 5				7,05	1,98	1,62	2,59	2,00	1,65	2,62	2,02	2,62	1,43	1,27
Estrato 6				4,20	1,18	0,97	1,54	1,19	0,98	1,56	1,21	1,56	0,86	0,76
Industrial				3,66	1,03	0,84	1,35	1,04	0,86	1,36	1,05	1,36	0,75	0,66
Comercial				40,52	11,39	9,30	14,89	11,49	9,47	15,07	11,62	15,07	8,25	7,30
Oficial				2,22	0,62	0,51	0,81	0,63	0,52	0,82	0,64	0,82	0,45	0,40
Alumbrado Publico				0,46	0,13	0,11	0,17	0,13	0,11	0,17	0,13	0,17	0,09	0,08
Especial Asistencial				0,63	0,18	0,14	0,23	0,18	0,15	0,23	0,18	0,23	0,13	0,11
Especial Educativo				0,60	0,17	0,14	0,22	0,17	0,14	0,22	0,17	0,22	0,12	0,11
Industrial Bombeo				0,11	0,03	0,03	0,04	0,03	0,03	0,04	0,03	0,04	0,02	0,02
Distrito Riego				0,03	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00
Provisional				0,41	0,11	0,09	0,15	0,12	0,10	0,15	0,12	0,15	0,08	0,07
Areas Comunes				0,31	0,09	0,07	0,11	0,09	0,07	0,12	0,09	0,12	0,06	0,06
Costo (Mill. USD) Capex + Opex (nuevos) + existentes)				**78,4**	**22,0**	**18,0**	**28,8**	**22,2**	**18,3**	**29,2**	**22,5**	**29,2**	**16,0**	**14,1**
Costo (Mill. USD) Opex (existentes)				**0,0**	**9,2**	**11,8**	**14,0**	**17,4**	**20,0**	**22,1**	**25,6**	**28,2**	**30,4**	**32,3**
Total Costo (Mill. USD) Capex + Opex (nuevos + existentes)				**78,4**	**31,3**	**29,8**	**42,8**	**39,6**	**38,3**	**51,3**	**48,1**	**57,4**	**46,4**	**46,4**

Con base en información histórica del mercado se pueden determinar los costos evitados o beneficios de los usuarios que participen en programas de RD. Por la energía que dejen de consumir no se les cobraría a los usuarios los cargos asociados de transporte y uso del STN que sería en promedio anual 9,6 US-MWh; tampoco se cobrarían los cargos por el uso del Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL) el cual sería un valor de 27,8 US-MWh promedio anual

Adicionalmente, los usuarios pueden beneficiarse por comercialización (5 USD/MWh) reducción de pérdidas por energía dejada de transportar (2,7 USD/MWh), y restricciones. Los beneficios asociados a estas últimas se ilustran en la Tabla 68. Estos indican el costo de las restricciones evitadas por dejar de consumir energía, que deberían ser transferidas a los usuarios inscritos en programas de RD.

Tabla 68. Beneficios a los usuarios de programa de RD por efecto en las restricciones (USD/MWh).
Fuente: Elaboración propia.

Anual (US/MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2018	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2019	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2020	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2021	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2022	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2023	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2024	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2025	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2026	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2027	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2028	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2029	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8
2030	5,5	4,8	5,9	6,9	6,6	7,1	7,0	6,6	5,7	5,3	6,6	6,8

Por otro lado, se debe tener en cuenta cuanto se va a ofrecer a los usuarios que dejen de consumir. Para esto, se recurre a los precios de bolsa históricos, y los precios para usuarios regulados y no regulados. Adicionalmente, se tiene en cuenta el precio de escases y el precio por AGC el cual es 2 veces el precio de bolsa. Finalmente, con estos datos se obtiene un precio promedio que se muestra en la última columna de la Tabla 69.

Tabla 69. Precio de energía promedio en el mercado de energía.
Fuente: Elaboración propia.

Precio (US/MWh)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Promd.
P-UR	58,9	59,3	59,5	59,2	59,2	59,1	59,4	59,2	59,1	59,2	59,7	59,8	59,3
P-UNR	51,2	52,6	51,8	51,0	50,1	50,4	50,6	51,3	52,3	52,7	52,9	52,4	51,6
P-bolsa	37,2	52,3	40,0	32,2	23,9	22,8	23,5	30,9	41,4	45,8	42,2	33,8	35,5
P-Escasez	123,1	127,5	125,8	119,6	119,6	119,5	121,1	120,5	123,3	126,4	131,8	140,6	124,9
P-AGC (2*Pb)	74,3	104,7	79,9	64,3	47,8	45,7	47,1	61,7	82,9	91,6	84,5	67,6	71,0

Con esta información se procede a darle un valor promedio a cada uno de los programas de RD, los cuales se presentan en la Figura 92. Se puede observar que el precio para ODE y SDE son los mismos, mientras que el mayor precio es el del programa respuesta en emergencia.

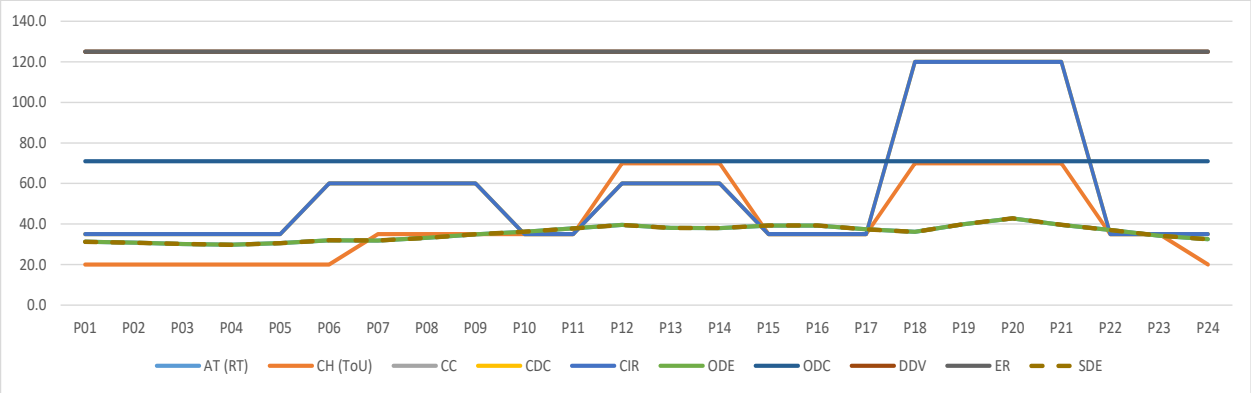


Figura 92. Precios promedios a los programas de RD.
Fuente: Elaboración propia.

3.3. Escenario base

En este numeral se presenta el resultado del caso base donde se muestra el costo de los programas y las mitigaciones que estos pueden presentar. Además, se muestra un caso de sensibilidad para el caso base en el cual se consideran diferentes niveles de participación de los clientes en los programas RD.

3.3.1. Resultados

Con los 4 supuestos anteriores (demanda, mecanismos, valoración y clientes) se obtiene el caso base presentado en este numeral.

El caso base se construye partiendo de las siguientes premisas:

1. Demanda largo plazo: escenario COP21 (proyección UPME ESC Alto).
2. Caracterización demanda: análisis histórico mercado (UR/UNR) y curvas tipo (6).
3. Factor de inserción programas RD: Tasa incremento anual 5% (2017-2022), 10% (2022-2025), 20% (2025-2030).
4. Tipos de programas RD: 10 programas, comportamiento horario (aporte pico ≈7%) y % de participación con base en el juicio de expertos (prioridad) y referentes internacionales.
5. Costos de inversión: no se considera el costo del medidor avanzado bajo el cumplimiento de la Res. 4 0072/2018 (AMI), se consideran valores en función de experiencias nacionales.
6. Precios de los programas RD: los precios están relacionados con los precios del sistema (bolsa, contrato UR/UNR, escasez, AGC).
7. Beneficios: se consideran ahorros potenciales por comercialización, pérdidas de energía y restricciones.
8. Potenciales clientes: caracterización en función del registro de suscriptores en el SUI (región y tipo de cliente).

La información relacionada con las premisas anteriores se muestra en la Tabla 70 y la Tabla 71:

Tabla 70. Información Escenario base.
Fuente: Elaboración propia

Año	RD [GWh]	Clientes (#)	Mitigación (tCO2e)	Balance (Mill. USD)	B/C
2017	53,8		44.299		
2018	112,9		93.014		
2019	174,6		143.841		
2020	239,5	191.716	197.311	-52,8	0,3
2021	306,8	245.601	252.769	1,5	1,0
2022	377,2	289.601	310.780	10,5	1,4
2023	515,8	360.036	424.959	12,4	1,3
2024	662,2	414.425	545.500	31,2	1,8
2025	817,0	459.239	673.018	49,1	2,3
2026	1.120,9	530.567	923.417	68,6	2,3
2027	1.442,5	585.567	1.188.329	106,3	3,2
2028	1.784,1	630.965	1.469.731	133,5	3,3
2029	2.147,2	669.982	1.768.826	183,4	5,0
2030	2.533,8	704.501	2.087.303	224,7	5,8

Tabla 71. Número de clientes por regiones para el escenario base.
Fuente: Elaboración propia

(#) Clientes	Centro	Antioquia	CostaN	Valle	Oriente	CQR	THC	Sur	Chocó	Guaviare	Clientes
Estrato 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estrato 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estrato 3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Estrato 4	87.238	40.073	21.479	26.182	32.426	17.113	7.794	6.993	4	4	**239.304**
Estrato 5	27.219	24.135	8.353	15.680	5.677	8.246	1.698	1.646	0	0	**92.654**
Estrato 6	21.611	10.407	9.315	5.100	2.712	5.703	268	165	0	0	**55.282**
Industrial	12.450	4.880	996	1.393	3.248	930	562	900	33	7	**25.400**
Comercial	84.842	40.106	30.967	22.074	35.424	17.470	16.624	9.753	1.117	463	**258.839**
Oficial	2.396	2.815	1.470	882	3.487	1.007	1.371	1.665	206	70	**15.368**
Alumbrado Publico	228	151	220	29	632	926	628	342	11	11	**3.179**
Especial Asistencial	720	1.165	1.139	228	110	687	110	198	4	4	**4.366**
Especial Educativo	621	11	1.819	59	62	507	742	327	4	4	**4.156**
Industrial Bombeo	33	33	456	158	73	11	11	0	4	4	**783**
Distrito Riego	22	0	51	11	51	7	37	0	0	0	**180**
Provisional	1.202	26	22	4	345	702	298	180	22	22	**2.822**
Areas Comunes	577	154	11	33	401	672	312	7	0	0	**2.168**
Clientes	**239.158**	**123.955**	**76.298**	**71.833**	**84.651**	**53.981**	**30.456**	**22.177**	**1.404**	**588**	**704.501**

Con base en la Tabla 70 y la Tabla 71, y siguiendo el procedimiento descrito en el numeral 2.3 se obtiene la Tabla 72. Se detallan los costos de inversión y operación, la aplicación de cargos o beneficios para obtener el balance anual y la relación costo beneficio.

Tabla 72. Escenario base para los programas de RD.
Fuente: Elaboración propia

Año	RD [GWh]	Incremento [GWh]	Clientes (#)	Nuevos Clientes (#)	Costos	Ingresos	Ahorros					Balance anual (Mill. USD)	B/C
					Capex + Opex (nuevos + existentes) (Mill. USD)	Ingreso RD (Mill. USD)	Cargo STN (Mill. USD)	Cargo STR+SDL (Mill. USD)	Cargo Comercialización (Mill. USD)	Pérdidas (Mill. USD)	Restricciones (Mill. USD)		
2017	53,8	0,0											
2018	112,9	0,0											
2019	174,6	0,0											
2020	239,5	0,0	191.716	191.716	78,4	22,3	0,0	0,0	1,2	0,6	1,5	-52,8	0,3
2021	306,8	67,3	245.601	53.885	31,3	28,6	0,0	0,0	1,5	0,8	1,9	1,5	1,0
2022	377,2	70,4	289.601	43.999	29,8	35,1	0,0	0,0	1,9	1,0	2,4	10,5	1,4
2023	515,8	138,6	360.036	70.436	42,8	48,0	0,0	0,0	2,6	1,4	3,2	12,4	1,3
2024	662,2	146,3	414.425	54.389	39,6	61,6	0,0	0,0	3,3	1,8	4,1	31,2	1,8
2025	817,0	154,8	459.239	44.814	38,3	76,0	0,0	0,0	4,1	2,2	5,1	49,1	2,3
2026	1.120,9	304,0	530.567	71.328	51,3	104,3	0,0	0,0	5,6	3,0	7,0	68,6	2,3
2027	1.442,5	321,6	585.567	55.000	48,1	134,3	0,0	0,0	7,2	3,8	9,0	106,3	3,2
2028	1.784,1	341,6	630.965	45.398	57,4	166,1	0,0	0,0	8,9	4,8	11,1	133,5	3,3
2029	2.147,2	363,1	669.982	39.017	46,4	199,9	0,0	0,0	10,7	5,7	13,4	183,4	5,0
2030	2.533,8	386,6	704.501	34.519	46,4	235,9	0,0	0,0	12,7	6,8	15,8	224,7	5,8

En la Tabla 72 se puede observar que en el año 2020 los costos de los programas de RD ascienden a 78,4 millones de dólares, generando 22,3 millones de dólares de ingresos.

Con la tabla anterior se puede hacer el cálculo de las emisiones de GEI y las mitigaciones que se realizarían, estos cálculos se hacen con una base anual como se muestra en la Tabla 73. Con los programas de respuesta a la demanda se buscaría mitigar 2.087.303 tCO2e

Tabla 73. Mitigación de GEI, base anual.
Fuente: Elaboración propia

Año	Base [GWh]	RD [GWh]	RD [%]	Sistema (mitigación GEI - tCO2e)			Térmico (mitigación GEI - tCO2e)		
				Fator emisión [TonCO2/MW	Mitigación (base anual)	Mitigación (base horaria)	Fator emisión [TonCO2/MWh]	Mitigación (base anual)	Mitigación (base horaria)
2017	72.945	54	0,1%	0,143	7.666	7.895	0,800	43.016	44.299
2018	76.583	113	0,1%	0,183	20.648	21.263	0,800	90.324	93.014
2019	78.955	175	0,2%	0,191	33.346	34.339	0,800	139.682	143.841
2020	81.229	240	0,3%	0,215	51.550	53.084	0,800	191.607	197.311
2021	83.248	307	0,4%	0,226	69.421	71.488	0,800	245.461	252.769
2022	85.336	377	0,4%	0,222	83.671	86.162	0,800	301.796	310.780
2023	87.516	516	0,6%	0,134	69.072	71.128	0,800	412.674	424.959
2024	89.875	662	0,7%	0,122	80.471	82.863	0,800	529.748	545.500
2025	92.403	817	0,9%	0,123	100.386	103.372	0,800	653.578	673.018
2026	95.086	1.121	1,2%	0,116	129.717	133.576	0,800	896.740	923.417
2027	97.934	1.442	1,5%	0,117	168.442	173.453	0,800	1.154.000	1.188.329
2028	100.937	1.784	1,8%	0,130	231.129	238.006	0,800	1.427.264	1.469.731
2029	104.125	2.147	2,1%	0,145	311.828	321.103	0,800	1.717.731	1.768.826
2030	107.514	2.534	2,4%	0,154	389.869	401.465	0,800	2.027.015	2.087.303

En la Figura 93 se muestra una gráfica de cómo serían estas mitigaciones hasta el año 2030, se puede observar que año a año la cantidad de GEI es mayor, tal como se mostró en la Tabla 73. En la zona gris oscura se presenta el caso base, cuyo límite inferior es calculado con el factor de emisión del sistema y el límite superior con un factor de emisión netamente térmico.

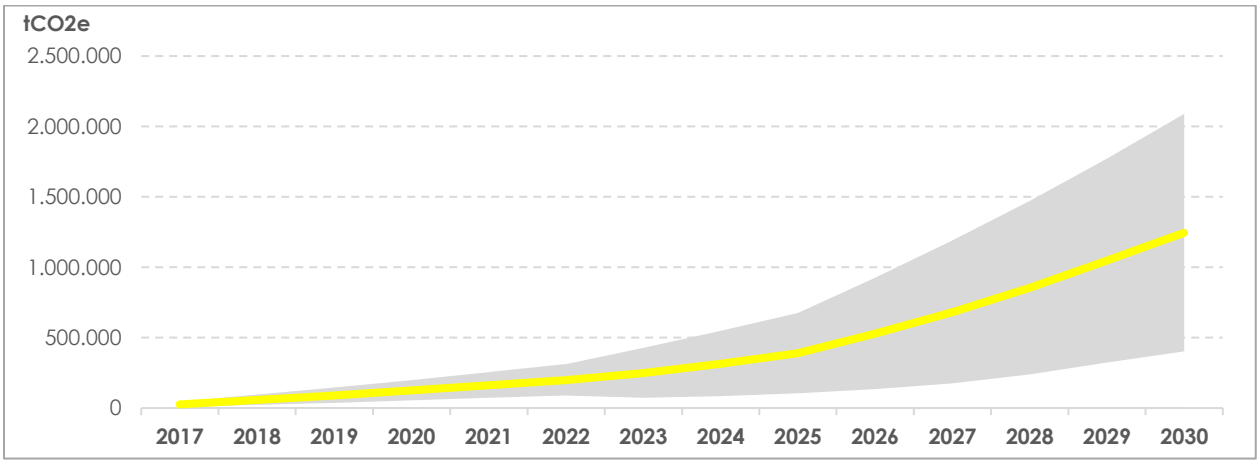


Figura 93. Potencial de Mitigación de GEI
Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 74 se muestra el resumen de los resultados para el escenario base. Este considera que para el fomento de los programas de RD se requiere establecer los costos y beneficios para incentivar la participación de los clientes:

- Casos: sensibilidad de las inversiones (CAPEX+OPEX) para tres rangos (inferior, superior y promedio).
- Base: cálculo VPN respecto a un año base.
- Inversión: CAPEX (medidor ≈ 0; CDC) + OPEX (AOM; comunicaciones).
- Ingresos: incentivos monetarios por participar en los programas RD.
- Ahorros: cargos o costos evitados por participar en los programas RD.
- Balance: Beneficios – costos = (ingresos + ahorros) – inversión. B/C: Beneficio/Costo

Tabla 74. Resultados del Escenario base.
Fuente: Elaboración propia

Caso	Base	Inversión	Ingresos	Ahorros	Balance	B/C
Inferior	2017	179,1	424,1	63,4	308,4	2,7
	2020	238,3	530,6	79,3	371,5	2,6
Promedio	2017	227,0	424,1	63,4	260,4	2,1
	2020	302,2	530,6	79,3	307,7	2,0
Superior	2017	275,0	424,1	63,4	212,4	1,8
	2020	366,0	530,6	79,3	243,8	1,7

De la tabla anterior se puede observar que en el 2017 la inversión promedio a realizar será de 227,0 millones de dólares, con unos ingresos de 424,1 MUSD y la relación costo beneficio es de 2,1.

3.3.2. *Sensibilidades*

En este numeral se evalúan diferentes escenarios para la aplicación de programas de RD. El escenario base se construyó con la información disponible (considerando un factor de emisión térmico de 0,8 tCOE2/MWh), la discusión de expertos y referentes internacionales. Sin embargo, existe una alta incertidumbre con respecto al comportamiento de los clientes y el inicio de los programas RD para establecer su aporte a las acciones de mitigación GEI. En ese sentido, se consideró sensibilizar respecto al nivel de participación de los clientes en los programas RD (caso base: participación definida en función de la prioridad identificada en el taller de expertos). En la Tabla 75 se muestra un resumen de estos efectos.

Tabla 75. Sensibilidades para el escenario base.
Fuente: Elaboración propia.

Sensibilidad	Energía RD (GWh)	Mitigación GEI (tCO2e)	Clientes (#)	Ingresos RD (Millones USD)	Ahorros RD (Millones USD)	Costos (Millones USD)			B/C		
						Inferior	Promedio	Superior	Inferior	Promedio	Superior
-20%	2.027,0	1.669.842	563.653	339,3	50,7	143,3	181,6	220,0	2,7	2,1	1,8
-10%	2.280,4	1.878.572	634.082	381,7	57,0	161,2	204,3	247,5	2,7	2,1	1,8
Base	**2.533,8**	**2.087.303**	**704.501**	**424,1**	**63,4**	**179,1**	**227,0**	**275,0**	**2,7**	**2,1**	**1,8**
10%	2.787,1	2.296.033	774.934	466,5	69,7	197,0	249,7	302,5	2,7	2,1	1,8
20%	3.040,5	2.504.763	845.356	508,9	76,0	214,9	272,4	330,0	2,7	2,1	1,8

De la tabla anterior se puede observar que para el mejor de los casos la cantidad de GEI que se puede mitigar es de 2.504.763 tCO2e y en el caso contrario se pueden mitigar 1.669.842 tCO2e. En la Figura 94 se muestra el impacto sobre el potencial de mitigación GEI.

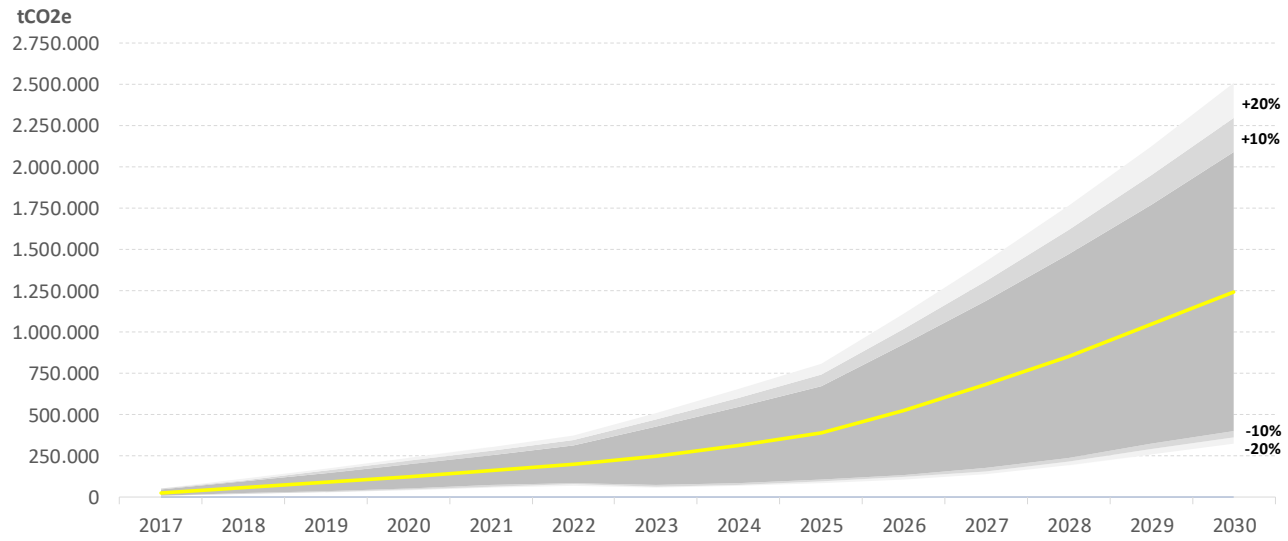


Figura 94. Sensibilidad potencial de mitigación de GEI.
Fuente: Elaboración propia

III

Acciones programas RD

En esta sección se describen las acciones a emprender por parte de las entidades y empresas con el objetivo de habilitar los mecanismos de respuesta de la demanda.

En primer lugar se realizan recomendaciones en torno al empoderamiento del usuario (Establecer las preferencias de los usuarios, Realizar programas de apropiación de la cultura energética, Iniciar programas RD por tipo de cliente/región), habilitar demanda activa (señal de precio intradiaria y herramientas para masificar la respuesta de la demanda), y recomendaciones para el diseño de los mecanismos en el contexto colombiano (Metodología de control, liquidación y línea base). Posteriormente, se brindan lineamientos respecto a los criterios para el diseño de dichos mecanismos.

1. Recomendaciones

Basados en la caracterización de la demanda de energía eléctrica, y los resultados del potencial de respuesta de la demanda, así como el conocimiento de los expertos integrantes del Grupo de Trabajo Colaborativo, se construyeron las recomendaciones descritas a continuación, asignando un tiempo para la ejecución de cada actividad y los roles para los agentes de acuerdo a la matriz RACI. En esta matriz se asigna el rol que el recurso debe desempeñar, Responsable (R), Aprobador (A), Consultado (C), y el Informado (I).

1.1. Empoderar al usuario

El cambio de paradigma respecto a la concepción del usuario final como un agente pasivo dentro del esquema tradicional del sector eléctrico, exige herramientas para empoderar a los participantes de los mecanismos de respuesta de la demanda en su comportamiento energético. En ese sentido, se debe profundizar en el conocimiento de los hábitos de consumo para lograr un mayor impacto de los programas y el fomento de actividades para lograr una cultura energética.

- **Establecer las preferencias de los usuarios:** Se debe encontrar, por medio de estudios y encuestas, cuales son las preferencias de los usuarios en sus consumos, y en los programas de RD que se encuentran disponibles para que estos puedan participar.
- **Realizar programas de apropiación de la cultura energética:** Con estos programas se busca una estrategia de comunicación con los usuarios para que estos conozcan mejor los programas de RD disponibles. De esta manera, los usuarios podrán aprender a mejorar sus hábitos de consumo de energía.
- **Iniciar programas RD por tipo de cliente/región:** Se recomienda iniciar los programas de RD de acuerdo al tipo de cliente; es decir, iniciar por aquellos que tienen más cantidad de cargas gestionables, encontrando lecciones aprendidas que puedan usarse en la masificación de los mecanismos de respuesta de la demanda.

En la Tabla 76 de describen las recomendaciones construidas al respecto.

Tabla 76. Recomendaciones Empoderamiento del Usuario.
Fuente: Elaboración propia.

Acción	Actividad	Tiempo	R	A	C	I
Establecer las preferencias de los usuarios	Realizar estudio de preferencias de los usuarios respecto a mecanismos de RD	1 año	Empresas Academia	Empresas	Participantes	MME, CREG, UPME
Fomentar apropiación de la cultura energética	Diseñar estrategia de comunicación a los participantes	1 año	Empresa, Academia, MME, SSPD, UPME	MME	Empresas, CI	Participantes
Iniciar programas RD por tipo de cliente/región	Implementar estudios de caso de RD a nivel regional y/o tipo de clientes	1 año	Participantes, Empresa, MME,	MME	Empresasa	UPME

El impacto del empoderamiento del usuario se describe ampliamente en al Anexo C, en el modelo desarrollado por la Universidad Nacional de Colombia[3], que constituye una herramienta para describir las expectativas sobre el impacto de programas de Gestión de la Demanda.

1.2. Habilitar demanda activa

Con el objetivo de Implementar el marco político y regulatorio que permita la inserción ágil de los mecanismos de respuesta de la demanda, y de acuerdo a los antecedentes del país, es necesario brindar señales de precio al usuario final que le permitan tomar decisiones de su consumo a través de esquemas de tarifación intradiaria, así como estrategias para la masificación de los mecanismos con la figura de agregador de recursos energéticos distribuidos para optimizar el aporte de los mecanismos, se brinde garantía en la firmeza y se logre la eficiencia en la participación de los usuarios; adicionalmente, la participación en los diferentes mercados con potencial de mitigación de GEI como se describe en la Tabla 77.

- **Habilitar la señal de precio intra-diaria:** Para lograr habilitar la señal de precios intradiarios es muy importante tener la disponibilidad de precios del mercado de los usuarios regulados, y masificar el uso de AMI para lograr desarrollar interfaces que permitan la visualización de los programas a los participantes de la RD.
- **Fomentar la participación masiva de clientes:** Con el fin de lograr la participación masiva de clientes se debe habilitar como primera medida la figura del agregador. Este sería el que gestione correctamente los recursos energéticos, y sea el puente de comunicación entre los el mercado y los usuarios. Y con la buena gestión del agregador se podría ampliar la participación de usuarios en los programas de RD.

Tabla 77. Recomendaciones habilitar demanda activa.
Fuente: Elaboración propia.

Acción	Actividad	Tiempo	R	A	C	I
Habilitar la señal de precio intra-diaria	Definir mecanismos para la aplicación de tarifas intradiarias a los participantes RD	6 meses	CREG, Comercializador	CREG	XM, Comercializador	MME, SSDP
	Implementar medidores avanzados - Plan AMI (CREG AMI)	1 año	Empresas	CREG	participantes	MME, SSDP
Fomentar la participación masiva de clientes	Definir los lineamiento para prestar el servicio de agregador RD	6 meses	CREG	CREG	Empresas, UPME, CI, XM, MME	Participantes
	Desarrollar interfaces virtualizadas para la masificación de participantes RD	1 año	Empresas	Empresas	Empresas, UPME, CI, XM, MME	Participantes

[3] TÉLLEZ, Sandra. Planteamiento de estrategias para la gestión de la demanda desde el usuario activo en una red eléctrica inteligente. Bogotá, 2018. Tesis doctoral no publicada. Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería.

1.3. Diseñar mecanismos de respuesta de la demanda

El diseño de los mecanismos de respuesta de la demanda debe responder a las características del sistema eléctrico colombiano, y en particular a las características de los potenciales participantes, es así como a partir de los resultados de un estudio de preferencias de los usuarios deben diseñarse mecanismos que permitan alcanzar los objetivos trazados para el país. En ese sentido deben definirse aspectos como esquema de incentivos, cálculo de la línea base y la arquitectura en busca de estandarizar la implementación de dichos mecanismos (ver Tabla 78).

- **Metodología de control, liquidación y línea base:** Como se mencionó anteriormente, para la correcta liquidación de los mecanismos de RD se deben definir de forma clara los diferentes tipos de incentivos, bien sea recompensas o penalizaciones según la cantidad de energía acordada con los diferentes programas de RD. De igual manera, se debe definir una arquitectura que estandarice, automatice, y muestre de manera simple los diferentes programas de RD. Teniendo claras las definiciones, arquitectura y estableciendo una metodología de cálculo de la línea base que permita la correcta liquidación de los programas, en la cual se tenga un cuenta el periodo, el mecanismo de monitoreo y el seguimiento. Por último, se debe tener una metodología de seguimiento y monitoreo para las mitigaciones de emisiones de GEI.

Tabla 78. Recomendaciones diseño de mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia.

Acción	Actividad	Tiempo	R	A	C	I
Definir los criterios marco de los programas RD	Definir atributos e incentivos (recompensa, penalización, planes tarifarios) de los programas de RD	1 año	CREG	CREG	MME, DNP, SSPD, SIC	Empresas, SSPD
	Establecer metodología de cálculo de línea base (periodo, mecanismo de monitoreo, seguimiento)	6 meses	XM, CREG	CREG	Empresas	UPME, MME, SSPD
	Definir metodología de seguimiento y monitoreo a la mitigación de emisiones de GEI	6 meses	MME, UPME	MME	Empresas, XM	SSPD, participantes
Fomentar la estandarización de las funcionalidades RD	Definir arquitectura para la operación y gestión de los programas RD	1 año	CNO, UPME	CREG	Universidades, empresas	UPME, MME, SSPD Proveedores, empresas

1.4. Mapa de Ruta para la implementación

Las acciones para habilitar los mecanismos de respuesta de la demanda que permitan cumplir con los objetivos trazados por el país hacia 2030, requieren de actividades inmediatas en busca de agilizar la participación de los usuarios. En la Figura 95 se presenta un mapa de ruta que ilustra las diferentes actividades y su tiempo de ejecución para el desarrollo de programas de RD. Cabe resaltar que las actividades que son prioritarias son aquellas en las que se hace el estudio de preferencia y comunicación a los usuarios, y las actividades afines con los mecanismos de RD relacionadas con el diseño de arquitectura, línea base, y la definición de incentivos.

Algunas actividades se representan mediante una flecha de fondo azul que muestra el plazo en el cual dicha actividad debe ser realizada. Las actividades que se describen mediante una flecha con líneas

azules son aquellas que se deben seguir realizando a pesar de haber sido implementadas en una fecha anterior.

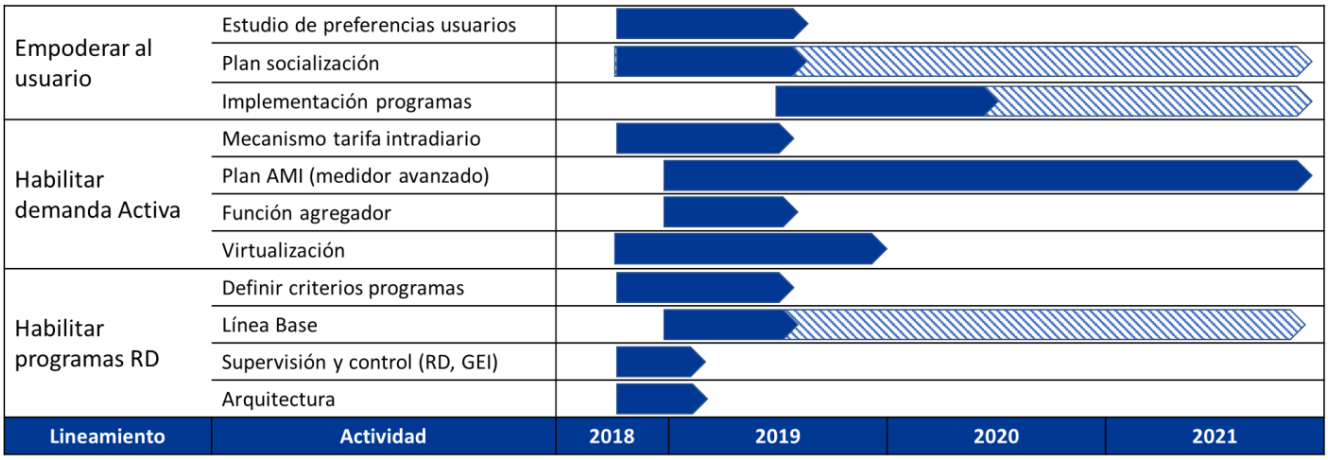


Figura 95. Mapa de ruta para la implementación.
Fuente: Elaboración propia

2. Lineamientos para el diseño de Mecanismos de RD

Como se describe en el Anexo B, el diseño de mecanismos de respuesta de la demanda requiere de la sintonía de diversos atributos para cumplir con los objetivos de las empresas de servicios públicos, operador del sistema y el país: al tiempo que satisfacen una serie de restricciones de carácter físico, y muchas veces culturales y sociales por parte de los participantes. Sin embargo, cumplir maximizar los beneficios para todos los interesados suele ser una tarea compleja y muchas veces no es posible, en ese sentido debe existir un balance que permita obtener beneficios para todas las partes.

Idealmente todos los consumidores electricidad pueden participar en los programas de respuesta de la demanda; no obstante, existen características propias del uso de la energía que hacen que los consumidores tengan más o menos potencial para aplicar a uno u otro programa de RD, usando diferentes tipos de recursos en su instalación, ya sea disminuyendo o desplazando consumo eléctrico en los dispositivos como aire acondicionado, iluminación, enfriamiento, hornos, motores, entre otras cargas; o utilizando elementos activos como generación distribuida y almacenamiento.

Otro atributo a tener en cuenta en el diseño de los mecanismos RD, es su arquitectura para garantizar su integración en el sistema eléctrico y de telecomunicaciones, bajo criterios de interoperabilidad, ciberseguridad y gobernanza de datos. De acuerdo, a su diseño, se puede tener más o menos impacto para el sistema, por ejemplo, los mecanismos con una arquitectura en que las señales son enviadas directamente a los dispositivos actuadores, suelen ser más efectivos que los que tienen intervención del cliente, pero estos resultan más costosos y complejos para implementar.

El nivel de aceptación de los participantes de los mecanismos RD suelen asociarse a la magnitud y el tipo de incentivo (recompensa/penalización) otorgado. Adicionalmente, es necesario contar con metodologías que permitan minimizar los riesgos de participación o no en los mecanismos, así como contar con herramientas que permitan la liquidación de los incentivos de forma simple y transversal a cualquier tipo de participante. En ese sentido, se presenta una propuesta para los criterios que deben tener en cuenta en el cálculo de la línea base descrita en el Anexo D.

Adicionalmente, en la Tabla 79 se brindan lineamientos respecto a los atributos a considerar en el diseño de los mecanismos de respuesta de la demanda, teniendo en cuenta el contexto colombiano.

Tabla 79. Criterios de diseño de mecanismos RD.
Fuente: Elaboración propia.

Programa	Descripción	Objetivos	Mercado	Recurso	Arquitectura	Incentivo		Periodo	Monitoreo	Disponibilidad
						Recompensa	Penalización			
Autónomo (AT) *(real time)*	Información del precio de la energía en tiempo real (< 1 hora) y el usuario decide en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica.	• Mitigar emisiones GEI • Suavizar el pico de la demanda • Atender problemáticas de la red	• Residencial • Comercial • Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	Señales de difusión (broadcast) dirigidas a cualquier recurso, esté o no disponible	Ahorros en la factura	Ninguna (Indirectamente aumento en la factura)	1 Hora	Sin monitoreo	No se notifica disponibilidad
Cambio de horario (CH) *(time of use)*	Se acuerda cambiar el uso de energía eléctrica de periodos pico del día a horas no pico y se ofrece un menor precio de la energía o descuento (precios para diferentes periodos).	• Desplazar patrones de consumo a otras horas • Mitigar emisiones GEI • Suavizar el pico de la demanda • Atender problemáticas de la red	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos)	Ahorros en la factura	Ninguna (Indirectamente aumento en la factura)	3 Periodos (pico, intermedio, valle)	Sin monitoreo	No se notifica disponibilidad
Condición crítica (CC) *(critical peak pricing)*	Se define un alto precio para desincentivar el consumo de energía durante el periodo pico (crítico).	• Desplazar patrones de consumo a otras horas • Mitigar emisiones GEI • Suavizar el pico de la demanda • Atender problemáticas de la red	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	• Pago por evento • Pago por disponibilidad	• Multa por evento no participado • Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	En condiciones críticas (# de eventos, duración de eventos)	Desviaciones respecto a línea base	Definición de una línea base
Control directo de carga (CDC) *(Direct Load Control)*	Se acuerda la desconexión automática de la carga a cambio de un incentivo económico (se acuerda el tipo y tamaño de la carga, frecuencia y duración de la conexión).	• Desplazar patrones de consumo a otras horas • Mitigar emisiones GEI • Suavizar el pico de la demanda Atender problemáticas de la red	• Residencial • Comercial • Industrial Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc)	• Pago por evento • Pago por disponibilidad	• Multa por evento no participado • Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Según condiciones del sistema precios o emisiones (# de eventos, duración de eventos)	Desconexión real	Reporte de disponibilidad por el usuario

Programa	Descripción	Objetivos	Mercado	Recurso	Arquitectura	Incentivo		Periodo	Monitoreo	Disponibilidad
						Recompensa	Penalización			
Carga interrumpible /reducible (CIR) *(Interruptible and curtailable)*	Se acuerda la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.	• Desplazar patrones de consumo a otras horas • Mitigar emisiones GEI • Suavizar el pico de la demanda • Atender problemáticas de la red	• Comercial • Industrial	Climatización Enfriamiento Iluminación Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	• Pago por evento • Pago por disponibilidad	• Multa por evento no participado • Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Según condiciones del sistema precios o emisiones (# de eventos, duración de eventos)	Desconexión real	Reporte de disponibilidad por el usuario
Oferta mercado energía (ODE) *(Demand bidding / buyback)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) hace parte del despacho económico del sistema y se remunera la cantidad a precio de bolsa o un precio acordado previamente.	• Desplazar patrones de consumo a otras horas • Mitigar emisiones GEI • Suavizar el pico de la demanda • Atender problemáticas de la red	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	Pago según oferta en el mercado	Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Según la oferta en el mercado (Actualmente horario)	Desviaciones respecto a línea base	Definición de una línea base, reporte de disponibilidad por el participante
Oferta servicios complementarios (ODC) *(Ancillary service market)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) se ofrece al mercado de servicios complementarios (AGC) y se remunera la cantidad al precio del servicio complementario (AGC: 2Pbolsa).	• Atender eventos en la red • Soporte de tensión • Regulación de frecuencia • Seguimiento de carga	• Comercial • Industrial	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a dispositivos físicos (termostatos, AC, etc)	Pago según oferta en el mercado	Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Según la oferta en el mercado (Actualmente horario)	Desconexión real	Reporte de disponibilidad por el participante
Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) *(Reability market, ENFICC)*	La oferta de demanda (valor, menor consumo) acordada entre un generador con compromisos de OEF y la demanda, y el generador la ofrece al mercado de confiabilidad (cargo por confiabilidad / ENFICC)	• Cubrir OEF adquiridas por los generadores • Mitigar emisiones GEI	• Comercial • Industrial	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales conocidas con anterioridad por las partes (horas, periodos)	Pago según contratos bilaterales (Generador-Participante)	Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Activación de anillos de seguridad del cargo por confiabilidad	Desconexión real	Reporte de disponibilidad en el contrato.
Emergencia/ Racionamiento (ER) *(Emergency demand response)*	Incentivo económico (pago/multa al precio de escasez) a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en el recurso energético o emergencia del sistema eléctrico.	• Reducción de probabilidad de racionamiento • Mitigar emisiones GEI	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores • Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	• Pago por evento • Pago por disponibilidad	• Multa por evento no participado • Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Activación dependiendo condiciones del sistema	Desconexión real	Definición de una línea base

Programa	Descripción	Objetivos	Mercado	Recurso	Arquitectura	Incentivo		Periodo	Monitoreo	Disponibilidad
						Recompensa	Penalización			
Sistema Distribuido de Energía (SDE) *(DER, EV)*	Incentivos para el uso de FNCER (AGPE/GD), almacenamiento o vehículo eléctrico (proceso carga / descarga) para participar en respuesta de la demanda (inyección o consumo de potencia / energía).	• Promover el uso de energías limpias • Mitigar emisiones GEI	• Residencial • Comercial • Industrial • Instituciones	Climatización Enfriamiento Iluminación Generación/GD Vehículos eléctricos Almacenamiento	• Señales dirigidas a facilitadores o agregadores Señales dirigidas a recursos individuales del cliente	• Ahorros en la factura • Pago por evento • Pago por disponibilidad	• Multa por evento no participado Multa por incumplimiento de los niveles de reducción acordados	Horario	Desviaciones respecto a la línea base	Definición de una línea base

BIBLIOGRAFÍA

Albadi, & El-Saadany. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research*, 1989-1996.

Arias, A., Granada, M., & Castro, C. A. (2017). Optimal probabilistic charging of electric vehicles in distribution systems. *IET Electrical Systems in Transportation, 7*(3), 246-251. doi:10.1049/iet-est.2016.0072

Avendaño, N., Celeita, D., Hernandez, M., & Ramos, G. (2017). Impact analysis of wind turbine and battery energy storage connection in power systems. *3rd IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications, PEPQA 2017 - Proceedings, art. no. 7981658*.

Baretto Callejas, P. (2010). Implementacion de un programa de respuesta de la demanda de energía el{ectrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia. *Revista de maestría derecho en economía, 6*(6), 259-292.

Brown, T., Newell, S., Luke, D., & Spees, K. (2015). International Review of Demand Response Mechanisms. *Australian Energy Market Commission*.

Bründlinger , R. (2016). Review and Assessment of Latest Grid Code Developments in Europe and Selected International Markets with Respect to High Penetration PV. *This paper was presented at the 6th Solar Integration Workshop and published in the workshop's proceedings*, (pp. 1-8).

Cappers, P., Goldman, C., & Kathan , D. (2010). *Demand response in U. S. electricity markets: Empirical evidence*.

Cardona Rendón , E. (2013). *Método para optimizar los costos de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda.* EAFIT.

Castagneto, G., Dodds, P. E., & Radcliffeb, J. (2017). Market and regulatory barriers to electrical energy storage innovation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 781-790.

Chen, H., Baker, S., Benner, S., Berner, A., & Liu, J. (2017). PJM integra el almacenamiento de energía. *IEEE Power & Energy Magazine*, 71-81.

Chica, A. d., Rodríguez, C. T., & Piedrahita, S. F. (2015). A proposal for microgrids control architecture as aggregator. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 473-478.

COLCIENCIAS. (2017, Mayo). *Red Scienti, Gruplac COLCIENCIAS*. Retrieved from Sitio Web Red Scienti: http://www.colciencias.gov.co/scienti

Comision Reguladora de Energia y Gas. (2000). *Resolucion 063.*

Comision Reguladora de Energía y Gas. (2008). *Demanda Desconectable Voluntaria - DDV. Documento CREG 087*.

Cortina, J., López, J. M., & Muñoz, N. (2017). *Modelo de Interdicción de Sistemas de Potencia considerando el Efecto de la Respuesta a la Demanda.* Medellín: Scielo. Retrieved 09 26, 2017, from <http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642017000300020&lng=es&nrm=iso>.

CPC. (2018, 01 10). *Cold & Warm Episodes by Season*. Retrieved from http://origin.cpc.ncep.noaa.gov/products/analysis_monitoring/ensostuff/ONI_v5.php

CREG. (2014, 10 22). Documento CREG 077 de 2014: Expansión en generación de energía eléctrica y cargo por confiabilidad.

DANE. (2018, Junio 13). *Departamento Administrativo Nacional de Estadistica*. Retrieved from https://www.dane.gov.co/files/nomenclaturas/ciiu/CIIURev31AC.pdf

Díaz, N., Luna, A., Vasquez, J., & Guerrero, J. (2017). Centralized Control Architecture for Coordination of Distributed Renewable Generation and Energy Storage in Islanded AC Microgrids. *IEEE Transactions on Power Electronics, 32 (7), art. no. 7564412, pp. 5202-5213.*

DOE. (2016, Febrero). Benefits of Demand Response and Recommendations. *A REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005*.

DOF. (2017, 03 07). *RESOLUCIÓN Núm. RES/142/2017*. Retrieved from http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5474790&fecha=07/03/2017&print=true

Dourbois , G., & Biskas, P. (2015). European market coupling algorithm incorporating clearing conditions of block and complex orders. *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven.* Eindhoven, Netherlands: IEEE.

Dugan, R., Taylor, J., & Montenegro, D. (2017). Energy storage modeling for distribution planning. *IEEE Transactions on Industry Applications, 53 (2), art. no. 7782851, pp. 954-962.*

Federal Energy Regulatory Commision. (2012). *Assessment of Demand Response & advanced.*

FERC. (2017). *Demand Response and Avance Metering* . Staff Report.

García, E., & Isaac, I. (2016). Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users. *IEEE Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, (pp. 1-6). Guayaquil.

Gianelloni, F., Câmara, L., & Leite, A. (2015). Demand Response: a survey on Challenges. *UFRJ - GESEL*, 1-11.

Grisales, L. G., Montoya, O., Hincapie, R., Granada, M., & Castro, C. (2017). Optimal location, sizing and operation of energy storage in distribution systems using multi-objective approach. *IEEE Latin America Transactions, 15 (6), art. no. 7932696, pp. 1084-1090.*

Horst Figueira, H., Leães Hey, H., Schuch, L., Rech, C., & Michels, L. (2015). Brazilian Grid-Connected Photovoltaic Inverters Standards: A Comparison with IEC and IEEE. *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)* (pp. 1104-1109). IEEE.

IndustRE. (2017). Innovative Business Models for Market Uptake of Renewable Electricity unlocking the potential for flexibility in the Industrial Electricity Use. *Policy Recommendations*.

Kalverkamp, F., Schowe-von der Brelie, B., Nguyen, T., Mertens, T., & Meuser, M. (2015). omparative analysis of European Grid Codes and compliance standards for distributed power generation plants with respect to future requirements. *nternational ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, (pp. 1-6). Bonn, Germany.

Mak, S. T. (2009). A synergistic approach to implement demand response, asset management and service reliability using smart metering, AMI and MDM systems. *Power & Energy Society General Meeting - IEEE*, 1-4.

Martínez, W. (2017). *Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia.* Universidad Nacional de Colombia.

Medina , M. (2015, 05 30). *La nueva demanda energética.* Retrieved from El Espectador: https://www.elespectador.com/noticias/economia/nueva-demanda-energetica-articulo-563628

MINAMBIENTE. (2017). Política Nacional de Cambio Climático. *Documento para tomadores de decisión*.

Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible. (2018, Mayo 18). *El ABC de los compromisos de colombia para la COP 21.* Retrieved from http://www.minambiente.gov.co/images/cambioclimatico/pdf/colombia_hacia_la_COP21/ABC_de_los_Compromisos_de_Colombia_para_la_COP21_VF_definitiva.pdf

Ministerio de Minas y Energía. (2017). *Decreto 348 de 2017.*

Ministerio de Minas y Energía. (2018, Mayo 18). *Potencial de Mitigaciones de GEI- Sector Minero-Energético.* Retrieved from https://www.minminas.gov.co/documents/10192/23966980/240118_potencial_mitigacion_GEI_SME.pdf/76f31f95-3ec5-4db2-9d7f-fff54f070c9e

Ministerio de Minas y Energía. (2014). *Ley 1715 de 2014.* Bogotá.

MME. (2014, 12 3). Decreto Número 2492 de 2014.

Mohagheghi, S. R. (2014). Maintenance-centric energy management of industrial plants assisted by demand response. *Industry Applications Society Annual Meeting - IEEE*, 1-9.

Mojica-Nava, E., Barreto, C., & Quijano, N. (2015). Population Games Methods for Distributed Control of Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2586-2595.

Moreno, E., Gonzalez, O. A., & Pavas, A. (2017). Demand flexibility assessment for residential customers. *IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)* (pp. 1-5). Bogota: IEEE. doi:10.1109/PEPQA.2017.7981675

Navigant. (2017). *Utility Demand Response MArket Snapshot.* Smart Electric Power alliance.

Ramírez-Escobar, C., Alvarez-Bel, C., & Georgantzís, N. (2011). Controlling market power of vertically integrated firms in electricity networks: Demand response of aggregator agents. *2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA*, 1-7.

Ramos-Paja, C., Bastidas-Rodríguez, J., González, D., Acevedo, S., & Peláez-Restrepo, J. (2017). Design and control of a buck-boost charger-discharger for DC-bus regulation in microgrids. *Energies, 10 (11), art. no. 1847,*.

Restrepo, A. R., Manotas, D. F., & Lozano, C. A. (2016). Self-generation of Electricity, Assessment and Optimization Under the New Support Schemes in Colombia. *IEEE Latin America Transactions, 14*(3), 1308-1314. doi:10.1109/TLA.2016.7459614

Rhee, C.-H., & Park, J.-J. (2015). *Demand Resource Policy and Program Design for Electricity Market in Korea.* Summer Study on Energy Efficiency in Industry.

Rodríguez, C. F., Calvache, B. A., & Caicedo, E. F. (2017). Una propuesta de modelos de datos y protocolos de intercambio de información estandarizados aplicables a sistemas de medida centralizada*. *Revista Ingenierías Universidad de Medellín, 16*(30), 149-167.

Rojas, J. A., Quijano, N., & Cadena, A. (2015). Market power mitigation in the Colombian electricity market through on-site generation and demand response. *2015 IEEE 2nd Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, 1-6.

Shen, J. J. (2015). Controllable load management approaches in smart grids. *Energies, 8*(10), 11187-11202.

SSPD. (2018, Julio 14). *Sistema Unico de Informacion de Servicios Publicos Domiciliarios.* Retrieved from http://www.sui.gov.co/web/

Téllez, S., Chinchilla, J., Duarte, O., & Rosero, J. (2016). Demand side management through LAB+i platform: Case study. *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, (pp. 1-6). Morelia.

Tello-Maita, J. M.-G. (2017). Optimization models for power systems in the evolution to smart grids. *DYNA (Colombia), 84 (202), pp. 102-111*.

Tushar, W. Y. (2016). Smart grid testbed for demand focused energy management in end user environment. *IEEE Wireless Communications*, 70-80. doi:10.1109/MWC.2016.1400377RP

Usera, I., Rodilla, P., Burger, S., Herrero, I., & Batlle, C. (2017). The Regulatory Debate About Energy Storage Systems: State of the Art and Open Issues. *IEEE Power and Energy Magazine, 15*(5), 42-50.

Velasquez, M. A., Quijano, N., & Cadena, A. I. (2017). Model Predictive Control Applied to the Dynamic Economic Dispatch Problem. *IEEE Latin America Transactions, 15*(4), 656-662. doi:10.1109/TLA.2017.7896351

Vuelvas, J., & Ruiz, F. (2017). Rational consumer decisions in a peak time rebate program. *Electric Power Systems Research, 143*, 533-543. doi:/10.1016/j.epsr.2016.11.001.

XM. (2014). *Implementación de la Respuesta de la Demanda en el Sistema Eléctrico Colombiano.* Taller de Respuesta a la Demanda UPME.

XM. (2017, 11 24). *Portal XM*. Retrieved from http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx

XM. (2018, Junio 6). *XM*. Retrieved from Portal BI: http://informacioninteligente10.xm.com.co/demanda/Paginas/HistoricoDemanda.aspx

XM. (2018, Junio 5). *XM*. Retrieved from Informes anuales: http://informesanuales.xm.com.co

XM. (2018, Junio 6). *XM*. Retrieved from Informes Anuales: http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/4-3-Demanda-de-energia-por-regiones.aspx

XM. (2018, Mayo 19). *XM*. Retrieved from Demanda Desconectable Voluntaria: http://www.xm.com.co/Paginas/Generacion/Demanda-desconectable-voluntaria.aspx

Yingxin, X. F. (2013). Just-in-time decision of demand respond based on complex event processing technology. *Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer (MEC)*, 353-357.

Zinaman, O., Aznar, A., Linvill, C., Darghouth, N., & Dubbeling, T. (2017). *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics.* Denver: NREL.

ANEXO A. Referenciamiento demanda activa

ANEXO B. Resultados taller "Perfil programas RD: Visión Colombia"

ANEXO C. Estrategias para la Gestión de la Demanda (DSM)

ANEXO D. Propuesta metodológica Construcción de la Línea Base de Consumo (LBC)

Datos de contacto
Teléfono: +(574) 444 12 11 ext.190 - 171 - 117
Dirección: Carrera 46 # 56 – 11, Edf. Tecnoparque Piso 13
Medellín – Colombia
e-mail: difusión@colombiainteligente.org
Página Web: www.colombiainteligente.org
Twitter: @colombiaintelig

REFERENCIAMIENTO
SERVICIO DE DEMANDA ACTIVA

DOCUMENTO DE TRABAJO

Diciembre de 2017

COLOMBIA INTELIGENTE

Somos una red colaborativa, conformada por empresas y entidades, para la inserción integral y eficiente de los sistemas inteligentes a la infraestructura del sector eléctrico colombiano con el propósito de disminuir riesgos y maximizar beneficios a los actores de interés.

Principios:

- **Fomentar** el desarrollo de soluciones tecnológicas integrales para viabilizar la inserción de los sistemas inteligentes.
- **Acelerar** la creación de valor mediante un proceso de coparticipación intersectorial.
- **Compartir** conocimientos y experiencias para fortalecer el desarrollo tecnológico de las empresas y entidades.

Miembros

NOTA DE RESPONSABILIDAD –

Las opiniones que contenga este documento son parte de un ejercicio en desarrollo de identificación y análisis sectorial para consolidar acciones de transformación del sector eléctrico colombiano y no necesariamente representan la opinión oficial de una entidad o empresa de la Organización Colombia Inteligente.

La información contenida en este documento de trabajo podrá ser reproducida en cualquier medio o formato siempre y cuando se mencione explícitamente a Colombia Inteligente.

Colombia Inteligente
Todos los derechos reservados 2017 ©

Presentación del Documento

Este documento tiene como objetivo realizar un referenciamiento para identificar el potencial de demanda activa[1], bajo diferentes escenarios de incentivo adaptables a Colombia, con base en la caracterización de la demanda para fomentar su implementación.

En este sentido se ha estructurado de la siguiente manera:

1. *Estado del arte en demanda activa:* contiene la descripción general de las actividades y participación de la demanda activa en los sistemas eléctricos.

2. *Mecanismos para incentivar la respuesta de la demanda:* caracterización de los mecanismos para incentivar los programas de respuesta de la demanda a nivel internacional.

3. *Contexto Internacional en mecanismos de respuesta de la demanda:* análisis de experiencias internacionales, en diferentes tipos de mercados, en la integración de mecanismos para promover la participación de la demanda activa.

4. *Línea base para Colombia:* descripción de las políticas y regulaciones implementadas en el país, así como los estudios e investigaciones adelantadas por las universidades y otras instituciones. Finalmente, algunas experiencias adelantadas por las empresas a nivel nacional.

Finalmente, como anexo, se presentan definiciones relevantes para el desarrollo del presente documento.

Grupo de trabajo colaborativo en demanda activa

La construcción de este documento se realizó con la participación de miembros de las siguientes empresas y entidades:

- CELSIA S.A. E.S.P.
- CODENSA S.A. E.S.P.
- EMCALI S.A. E.S.P.
- ISAGEN S.A. E.S.P.
- UNIDAD DE PLANEACIÓN MINIERO ENERGÉTICA – UPME.
- UNIVERSIDAD DE LOS ANDES.
- UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA.
- XM S.A. E.S.P - FILIAL GRUPO ISA.

[1] El termino Demanda Activa corresponde al título del proyecto y se utiliza a lo largo del documento para referirse a la participación activa del lado de la demanda en los diferentes servicios o mercados de los sistemas eléctricos.

Contenido

1. ESTADO DEL ARTE 6
2. MECANISMOS PARA INCENTIVAR LA RESPUESTA DE LA DEMANDA 10
2.1. Mecanismos basados en precios 10
2.2. Mecanismos basados en Incentivos. 11
2.3. Modelos de negocio en repuesta de la demanda 12
3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES 13
3.1. PJM Interconetion 16
3.2. ISO New England (ISO-NE) 17
3.1. Alberta (AESO) 17
3.2. Electric Reliability Council of Texas (ERCOT) 19
3.3. Corea del Sur 19
3.4. Brasil 21
4. LÍNEA BASE PARA COLOMBIA 22
4.1. Políticas y regulación en Colombia 22
4.2. Artículos científicos en demanda activa 24
4.1. Experiencias nacionales en programas de demanda activa 26
ANEXO 1: DEFINICIONES 34

FIGURAS

Figura 1 Curva de Gartner Tecnologías Smart Grid (2016) 9

Figura 2 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia 10

Figura 3 Comparación margen de reserva en los mercados 15

Figura 4 Comparación servicios de respuesta de la semana 15

Figura 5 Desempeño del programa de gestión de la demanda en Corea 2001-2011 20

Figura 6 Proyección de programa de gestión de la demanda en Corea 20

Figura 7 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia 22

Figura 8 Procedimiento para participación de la demanda en CxC 24

Figura 9 Evolución de publicaciones en Colombia 24

Figura 10 Cluster Map Instituciones en Colombia 25

TABLAS

Tabla 1 Modelos de negocio en respuesta de la demanda 12

Tabla 2 Descripción general de los Mercados Eléctricos 14

Tabla 3 Descripción general de programas de respuesta de la demanda 16

Tabla 4 Programas implementados por ISO-NE 18

Tabla 5 Producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto 27

1. ESTADO DEL ARTE

Los sistemas de gestión de la demanda son una de las aplicaciones que mejor se adapta a la necesidad de interacción de doble vía entre el distribuidor y el consumidor de energía dentro de lo definido en las premisas de las redes inteligentes (Yingxin, 2013). Esto permite controlar los picos de demanda de energía a través de incentivos económicos o medidas coercitivas como el aumento del precio de la energía en horarios pico para trasladar esos consumos a horas valle y así optimizar el uso de la infraestructura eléctrica (Shen, 2015).

Por otro lado, gracias a los avances tecnológicos que se han introducido en la infraestructura eléctrica, por ejemplo en los hogares, donde se cuentan con electrodomésticos y equipos tales como refrigeradores, congeladores, aires acondicionados, calentadores de agua y sistemas de calefacción, muchos de ellos permiten el control de su carga eléctrica a través de programas de gestión como son el control directo de carga y los sistemas de interrupción de carga (Shen, 2015). Otras cargas controlables como los sistemas de almacenamiento en baterías, el vehículo eléctrico conectado y cargado a la red, generación distribuida, entre otros, son cada vez sistemas más activos para participar en los programas de gestión de carga. En la propuesta de Shen, et al. (2015), las últimas tendencias tecnológicas como los recursos energéticos distribuidos, se denominan cargas de control activo ya que tienen capacidad de inyectar energía eléctrica a la red, mientras que las cargas que no pueden suministrar energía se denominan cargas de control pasivo.

En varios de los sistemas de respuesta a la demanda, los clientes firman los contratos de carga interrumpible con las empresas de servicios públicos y luego reducen la demanda en tiempos determinados cuando el sistema está en el período de carga máxima o en un momento solicitado por la compañía eléctrica. Sin embargo, en el entorno de las redes inteligentes, estos dispositivos controlables pueden comunicarse con un sistema de control superior. Las mediciones de las cargas controlables se envían al centro de gestión a través de una red de comunicación bidireccional, mediante la cual los clientes pueden proporcionar varios datos auxiliares acerca de consumo.

Uno de los retos que enfrentan los nuevos sistemas de control de la demanda se observa en el aumento del número de consumidores y productores de energía, cada vez más dispersos y de menor tamaño. El control de una sola carga aislada no genera un impacto significativo en la red eléctrica; no obstante, el control de cargas con alta incertidumbre y variabilidad se constituye en un reto a afrontar por los sistemas eléctricos. Adicionalmente, en un sistema de distribución local suelen convivir varios tipos de cargas, lo que hace difícil su gestión por métodos tradicionales. Sin embargo, la capacidad de contar con información en tiempo real gracias a los sistemas de redes inteligentes permite la recolección de información de forma rápida y su gestión dependerá de la capacidad de agregación de los sistemas de información de la gestión de la demanda. Esto permite trabajar en planeación de despacho por pronostico a métodos de control interactivo en tiempo real (Shen, 2015).

Para implementar los sistemas de gestión de demanda es necesario contar con una serie de elementos que hacen parte de los sistemas de redes inteligentes. Debido a que las redes de distribución eléctrica cuentan con un alto número de usuarios y los puntos de conexión de multiplican con cientos de dispositivos en cada hogar o industria, es necesario aprovechar las ventajas que ofrecen las redes inteligentes y los dispositivos de control, los cuales pueden ofrecer información de generación, sensórica (ejemplo: temperatura, humedad, etc.), comunicación (medidores inteligentes) y actuadores (sistema de conexión y desconexión de cargas entre otras) (Tushar, 2016).

A continuación, se describen los elementos más representativos que pueden hacer parte de una red de distribución eléctrica inteligente que permita la gestión de la demanda según lo describe Tushar, et al., (2016) para elementos de Hardware:

- **Medidores AMI (*Advance Metering Infraestructure*):** Los medidores AMI hacen parte fundamental de los sistemas de redes inteligentes los cuales recolectan información y analizan los datos de uso de energía en distintos tipos de consumidores y comunica con otros aparatos de medición o a niveles centrales dicha información. Actualmente existen preocupación sobre los costos asociados de este tipo de medidores y los efectos en seguridad y privacidad que puedan tener con la información recolectada de los usuarios. Por tanto, protocolos de seguridad informática y planes de ciberseguridad deben ser implementados para mitigar este tipo de riesgos, como el DLScosem, resaltando la importancia de contar con un perfil único a nivel país.
- ***HAN (Home Area Network) y NAN (Neighborhood Area Network)*:** Están son redes que se integran dentro de unidades residenciales o empresariales (HAN) para recolectar información de consumos de los distintos aparatos y cargas que se contengan en su interior a través de puertas de enlace unificadas *(Unified Home Gateway – UHG*). Los sistemas HAN son el componente esencial para establecer un sistema de gestión de energía residencial como parte de un esquema de gestión de respuesta a la demanda de redes inteligentes. De otra parte, las NAN son desarrolladas para conectarse a cada HAN y así mismo al concentrador de datos a través de varios protocolos de comunicación.
- **Los sistemas de energías renovables:** son tecnologías que con frecuencia hacen parte de las redes eléctricas inteligentes, su carácter de generación intermitente e impredecible los hacen activos que requieren sistemas de control con arquitecturas especiales, altamente flexibles para mantener el balance entre el suministro y la demanda, el voltaje y la regulación de frecuencia en tiempo real.
- **Componentes electrónicos de potencia:** son dispositivos inteligentes como los inversores de corriente DC/AC, los sistemas de transmisión de AC flexible y los conmutadores inteligentes se desplegarán cada vez más en varios componentes, como los sistemas de transmisión, los transformadores y los generadores de energía en la red inteligente, lo que permitirá ser más efectivos en los sistemas de control de demanda eléctrica.
- **Sistemas de almacenamiento de energía:** son elementos que permiten contar con respaldos de energía eléctrica y acumular la misma cuando la generación es alta, por ejemplo, cuando se cuentan con sistemas de generación renovable. Estos sistemas permiten contar con sistemas de respaldo cuando la demanda de energía es alta y evitar desperdicios cuando la demanda es baja.
- **Vehículos eléctricos:** este nuevo tipo de elementos de movilidad está transformando las demandas de energía eléctrica de los centros urbanos lo que ha llevado a la generación de nuevos modelos de abastecimiento y conexión con este tipo de vehículos (ejemplos: *Grid to Vehicle – G2V ó Vehicle to Grid - V2G*). Los vehículos eléctricos pueden llegar a actuar como elementos de almacenamiento móvil por tanto pueden proveer energía a la red de distribución. Los principales desafíos en este frente en encuentran en abordar cuestiones como el tiempo de respuesta rápida de carga, la distribución de energía, el diseño del protocolo de carga y la explotación del uso de dispositivos de almacenamiento en vehículos para la compensación de potencia y los servicios de regulación de voltaje y frecuencia.

Entre los elementos de software que se identifican como necesarios dentro de los sistemas de redes inteligentes para la gestión de la demanda se tiene (Tushar, 2016):

- **DRM conocidos como sistemas de gestión de respuesta a la demanda (*Demand Response Management*):** son sistemas de información que funcionan en doble vía conectados a los equipos de Hardware enunciados anteriormente, los cuales proveen de información para la gestión de la respuesta de la demanda eléctrica. Un DRM puede ser configurado de manera centralizada o de forma distribuida en agrupaciones o clúster de interés. Los sistemas DRM distribuidos suelen tener menor carga de procesamiento de información en sus algoritmos, comparado con los sistemas centralizados, pero esta última mejora los mecanismos de control global, por lo que su conveniencia debe ser evaluada en cada caso.

- **Estándar OpenADR:** Estándar abierto diseñado para que las empresas de energía comuniquen señales d respuesta de la demanda de forma segura a sus clientes, utilizando un lenguaje común y redes de comunicaciones basadas en IP (Internet Protocol).
- **Esquemas de formación de Precios:** son esquemas que permiten definir la dinámica de precios en el consumo de energía eléctrica, el esquema de precios tiene que ser beneficioso para la red en términos de reducción de costos operativos, reducción de precios en horas pico de energía y aumento de carga en horas valle. También debe ser económicamente atractivo para los consumidores mediante la reducción de sus facturas de electricidad, y no debe causar inconvenientes significativos para ellos cuando cambian su comportamiento de consumo de energía.
- **Sistemas de seguridad y privacidad:** en este aspecto es importante contar con sistemas de ciberseguridad que prevengan ataques o manipulación indebida en los sistemas de redes inteligentes.

Teniendo en cuenta los componentes que debe tener una red inteligente para poder gestionar los modelos de demanda, las estrategias de control deben ser definidas según las características de la red de distribución, a continuación, se detallan algunas de dichas estrategias (Shen, 2015). Si las cargas controlables son del mismo tipo y en un área distribuida, una estrategia de control central es la adecuada dado que las cargas tienen las mismas características controlables, el sistema de gestión de energía sólo decide qué parte de las cargas se reducirá y qué parte servirá para alcanzar el valor objetivo. Una microred puede incluir diferentes tipos de cargas controlables. La estrategia de control de nivel inferior es similar al control central, y la estrategia de control de nivel superior se centra en la operación de coordinación y optimización (Shen, 2015).

Los Sistemas de gestión de respuesta a la demanda pretenden crear la tecnología suficiente para ayudar a los proveedores de energía a administrar programas relacionados con el manejo de la demanda de energía, y de esta manera mejorar el retorno sobre la inversión y mejorar el comportamiento del consumo de energía que beneficiara a los clientes que participen del sistema. Ahora bien, algunos proveedores de tecnología indican que la tecnología *DRMS* ha sido lenta, sin embargo, hay una tendencia hacia el traslado a este tipo de tecnologías en todo el mundo y a través de diferentes tipos de servicios públicos que indican un interés creciente en invertir y estudiar este tipo de tecnologías. Las empresas activas en este mercado son diversas, desde proveedores de sistemas operativos a gran escala hasta proveedores que manejan como único producto sistemas de DRMS. Las principales funciones de los DRMS permiten a los operadores de servicios públicos ver y añadir datos de cargas a un listado de disponibles para que controle la respuesta a la demanda, permitiendo identificar eventos y/o emitir señales de precios para realizar mediciones y verificación después de eventos. Hay muchas otras funciones y herramientas analíticas que se pueden construir sobre esta plataforma, lo que la hace escalable a las necesidades de la empresa y a las necesidades de los consumidores, por ejemplo, para definir las compensaciones a los clientes por la reducción de la carga.

Una de las posibles aplicaciones de los sistemas de respuesta a la demanda, es la gestión de activos de empresas industriales las cuales podrían llegar hasta tercerizar completamente la gestión de la energía de sus equipos industriales o hacerlos de manera parcial o sincronizada con los avisos de información que provea la empresa de distribución de energía (Mak, 2009). Sin embargo, esta tarea impone una serie de retos ya que aumenta la complejidad del sistema al requerir centralizar y gestionar una gran cantidad de datos los cuales deben ser llevados desde los medidores inteligentes del consumidor a concentradores y posteriormente a centros de gestión de datos. La red de comunicaciones requerirá de niveles de confiabilidad superiores al tener las tareas de transferir cantidades masivas de información ya que servirá como un enlace de control entre un centro de comando operacional conectados a diferentes aparatos en las instalaciones del cliente industrial. Los aparatos de control pueden ser desde bancos de capacitores, interruptores de control de conjuntos de dispositivos o de dispositivos específicos entre otras.

Generalmente cuando una empresa define un programa de respuesta a la demanda tiene dos alternativas para responder ante requerimientos de cambio de demanda:

1) Este puede reducir su consumo eléctrico en respuesta a los requerimientos de la empresa de distribución de forma discrecional o de manera automatizada cuando se han establecido previamente parámetros para realizar dichas desconexiones (por ejemplo, contratos de interrupción y disminución de demanda).

2) Puede enviar contraofertas para reducción de la demanda evitando la disminución de la carga utilizada. Esto se debe a que en consumidores industriales la solicitud de reducción de carga no es tratado como un asunto de mera inconveniencia como suele suceder en clientes residenciales, ya que muchas variables y restricciones operacionales deben ser tenidas en cuenta antes que los procesos productivos puedan interrumpirse (Mohagheghi, 2014).

Cuando las empresas reciben la solicitud de reducir su carga estas deben decidir si inician la generación eléctrica por sus medios de reserva los cuales pueden incluir generadores diesel o de gas, turbinas eólicas o paneles solares con la actual proliferación de fuentes no convencionales de energía, y así compensar la reducción de oferta de energía eléctrica en el sistema. También el uso de baterías ayuda a compensar este tipo de requerimientos en la respuesta a la demanda y están siendo parte integral de las capacidades industriales de muchas empresas. Muchas empresas también han aprovechado los programas de respuesta a la demanda para coordinar sus programaciones de mantenimiento con el fin de mejorar la gestión de activos, mejorando su confiabilidad y vida útil mientras se generan ahorros al evitar el consumo energético cuando los precios de la oferta eléctrica se incrementan, esta tendencia se ha popularizado recientemente y es centro de atención de investigaciones que permitan mecanismos computarizados de coordinación entre distribuidores y consumidores industriales.

De acuerdo con la curva de madurez tecnológica de *Gartner* mostrada en la Figura 1, las tendencias tecnológicas asociadas redes inteligentes, especialmente con respuesta de la demanda ya se encuentran en desarrollo y su madurez comercial, estando en la capacidad de incorporar y dar solución a los temas de eficiencia energética, confiabilidad de la red, balance de oferta demanda maximizando el valor para toda la cadena de valor y en especial estas capacidades habilitan la creación de nuevos productos y servicios e incluso el surgimiento de nuevos mercados de energía.

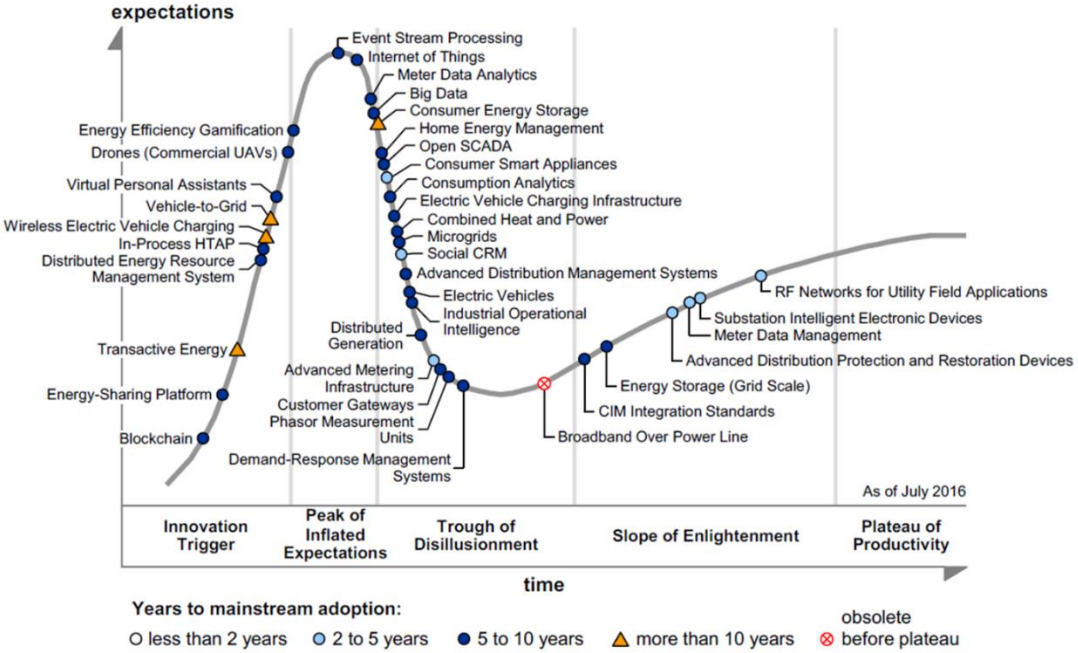


Figura 1 Curva de Gartner Tecnologías Smart Grid (2016).
Fuente: (Gartner Inc. , 2016)

2. MECANISMOS PARA INCENTIVAR LA RESPUESTA DE LA DEMANDA

El Departamento de Energía de los Estados Unidos (*DOE* por sus siglas en inglés) propone dos tipos de mecanismos para incentivar programas de respuesta de la demanda, los programas basados en precios y los programas basados en incentivos, que dependen del periodo en que se realiza la planeación de los sistemas de potencia como se muestra en la Figura 2.

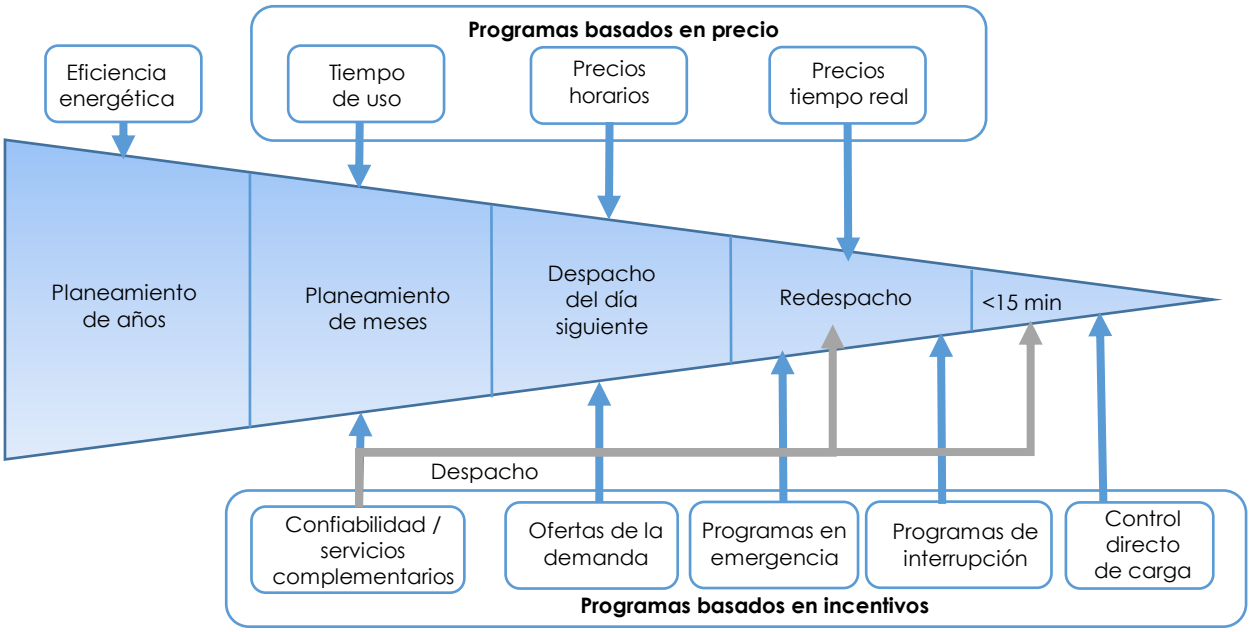


Figura 2 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia
Fuente: adaptado de (DOE, 2016)

Las señales de transformación del sector eléctrico apuntan hacia mayores requerimientos de flexibilidad para abordar los retos emergentes, como mayores exigencias de estabilidad y degradación de los activos, bajo este escenario el almacenamiento de energía eléctrica jugará un papel fundamental, gracias a sus beneficios técnicos y económicos, incluida la reducción de inversión en transmisión, generación e infraestructura de distribución, así como menores costos operativos para el sistema.

2.1. Mecanismos basados en precios

Los programas basados en precios son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en casos donde se presentan grandes consumos en horas cuyos costos del suministro de energía son altos, La señal de precio es trasladada al usuario final con el objetivo que este traslade su consumo hacia horas con precios más bajos, logrando así que se aplane la curva de carga. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016).

- ***Tarifas de tiempo de uso (Time-of-use rates)***: El mecanismo de tarifas de tiempo de uso el usuario recibe un descuento por cambiar el uso de energía de periodos pico del día a horas no pico, cuando hay menor demanda de electricidad. Entre más uso de electricidad el usuario cambia a los horarios no pico mayor será el ahorro al que podrá acceder.
- ***Precios en Tiempo Real (Real Time Pricing)***: Con el mecanismo de precios en tiempo real el usuario recibe información del precio de la energía en cualquier momento, así este puede decidir en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica. Regularmente se aplica con periodos horarios, aunque pueden presentarse periodos de hasta 5 horas o intrahorarios. La aplicación de este mecanismo está estrechamente relacionada con la volatilidad del precio de la energía, ocasionada, por ejemplo, por eventos en el sistema por lo que el incentivo está en función del precio de la energía eléctrica.

- ***Precios Picos Variables (Variable Peak Pricing)***: Este programa es una combinación entre los dos casos anteriores, donde los precios para diferentes periodos se acuerdan independientemente, pero para ciertas horas del día, especialmente durante el pico de demanda el precio pactado depende del precio de la electricidad en dichas horas. Este mecanismo es usado para aplanar la curva de demanda durante periodos de escases que ocasionan precios de la energía altos.
- ***Precio en Picos Críticos (Critical Peak Pricing)***: El precio en picos críticos es usado cuando los comercializadores observan que se anticipan precios de bolsa altos, estos aumentan significativamente el precio de la energía eléctrica con el objetivo de desincentivar el consumo de energía durante el periodo crítico

2.2. Mecanismos basados en Incentivos.

Los programas basados en incentivos buscan modificar los hábitos de consumo de los usuarios a partir de estímulos económicos vía tarifa, disminución en la factura, contratos o dinero en efectivo. El pago recibido por el usuario es acordado previamente (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016).

- ***Control Directo de Carga (Direct Load Control):*** Con este mecanismo el usuario acepta desconectar cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo económico. Para ponerlo en práctica es necesario instalar dispositivos automáticos de conexión y desconexión. La frecuencia y duración de los cortes debe ser acordado por las partes y están diseñados especialmente para usuarios residenciales (Aplicaciones tipo termostato).
- ***Carga Interrumpible/intermitente (Interruptible and curtailable):*** Son programas diseñados para usuarios industriales y comprenden la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
- ***Oferta de Demanda (Demand Bidding/Buyback):*** En este mecanismo el programa de respuesta de la demanda es integrado al despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. En caso de que la oferta sea aceptada, es decir sea competitiva con los precios de producción el usuario debe desconectarse durante el periodo de tiempo ofertado y se le remunera la cantidad al precio ofertado o precio de bolsa.
- ***Respuesta de la Demanda por Emergencia (Emergency Demand Response):*** Este tipo de mecanismos presentan el pago de un incentivo económico a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en las reservas de potencia de energía o en condiciones de emergencia del en el sistema de potencia.
- ***Mercado de Capacidad (Capacity Market):*** En este tipo de programas los consumidores ofrecen reducciones de carga para reemplazar generación de fuentes convencionales, por contingencias que se presenten en el sistema. Los clientes reciben la notificación con algunos días de anticipación, y reciben un pago por adelantado por la prestación del servicio.
- ***Mercado de Servicios Auxiliares (Ancillary Service Market):*** Son programas donde los clientes pueden ofertar desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. En caso de ser aceptada su oferta, éstos reciben el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica y esta desconexión puede ser pagada al precio de la energía en el mercado mayorista.
- **Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources (DER) Electric Vehicle (EV)):** Son programas donde el usuario aprovecha los dispositivos de generación o almacenamiento para participar en respuesta de la demanda, a partir de la inyección o consumo de energía de acuerdo a las necesidades del sistema.

2.3. Modelos de negocio en repuesta de la demanda

Además de contar con mecanismos de respuesta de la demanda, es necesario habilitar modelos de negocio que permitan a los participantes obtener ahorros o ingresos en contraprestación. En ese sentido, (IndustRE, 2017) ha diseñado 5 modelos de negocio como se muestra en la Tabla 1, en los que las principales fuentes de ahorro son el costo reducido de la energía eléctrica y el pago evitado o reducido de la red y otros cargos reguladas, mientras que la principal fuente de ingresos es la remuneración obtenida a cambio de la provisión explícita de servicios de flexibilidad.

Los modelos de negocio identificados en la Tabla 1 son:

(1) Reducción de facturas de electricidad
(2) Proveedor de servicios del sistema
(3) Contrato de suministro de electricidad con FNCER
(4) Contrato de servicio de equilibrio con FNCER
(5) Reducción de facturas de electricidad con FNCER in situ.

Tabla 1 Modelos de negocio en respuesta de la demanda
Fuente: Adaptado de (IndustRE, 2017)

		Herramientas disponibles		
Fuente de Ahorros/ingresos		**Solo demanda flexible**	**+ Contrato con generador FNCER**	**+ Generación FNCER in situ**
Ahorros	Costos de energía	Respuesta al precio del proveedor (reacciona a los precios que varían en el tiempo de un proveedor); Respuesta al precio de mercado (reacciona a los precios de mercado en tiempo real) 1	Suministro de electricidad a largo plazo (establecer un contrato de energía a largo plazo con FNCER) 3	Suministro de electricidad a largo plazo (a través del autoconsumo) 5
	Red y otros cargos regulados	TOU respuesta a la tarifa (reducir pico demanda de acuerdo con la estructura de la tarifa)		Respuesta de tarifas volumétrica con FNCER en el sitio (reducir la demanda neta)
Ingresos	Servicios al sistema	Servicios de equilibrio (proporcionar reservas para control de frecuencia y servicios de equilibrio); Otros servicios (capacidad, interrupción de carga, servicios de red) 2	Suministro del servicio de equilibrio bilateral (establecer un contrato de flexibilidad para soportar el balance de VRE) 4	

3. EXPERIENCIAS INTERNACIONALES

Dependiendo del contexto interno, diversos países han incorporado en el diseño de política pública los mecanismos descritos en el capítulo anterior. Su diseño y regulación depende principalmente de las características de los mercados eléctricos, ya sea de energía o de capacidad y de los servicios auxiliares, además de las características tanto de la generación como del comportamiento de la demanda. En general la elasticidad de la demanda ante las señales de precio ha sido aprovechada por los mercados para reducir los picos y aplanar la curva de demanda, para conseguirlo se han aprovechado los desarrollos tecnológicos en medición inteligente y telecomunicaciones, en busca de proveer a los usuarios información acerca del comportamiento de los precios de la energía en tiempo real, permitiendo que estos puedan tomar decisiones sobre su consumo.

La respuesta de la demanda puede participar de forma directa o indirecta en la formación de precios en los mercados eléctricos. En forma directa, mediante la oferta en cantidad y precio para competir con otros recursos en los diferentes mercados, dicha oferta puede hacerse de manera individual o por medio de agregadores; mientas que la participación en forma indirecta, consiste en la respuesta de la demanda a las señales de precio en periodos de alta demanda o escases de recursos, reduciendo o trasladando su consumo, esta situación hace que la curva de demanda baje y se necesiten menos recursos para atender la carga, situación que reduce los precios.

Otra de las alternativas de participación de la demanda es prestar servicios auxiliares, que en los sistemas eléctricos tradicionales son prestados por las unidades generadoras. Dependiendo del contexto regulatorio en cada país, la remuneración de estos servicios puede provenir de subastas por la prestación de los servicios o tarifas reguladas.

En el caso de Estados Unidos los programas de respuesta de la demanda están enmarcados en la orden 745 de la FERC de 2011, quien decidió que a los recursos de respuesta de la demanda se les pagara lo mismo que a los generadores en los mercados energéticos. La orden de FERC fue impugnada en el Tribunal de Apelaciones, en un caso que argumentaba que respuesta de la demanda era un producto minorista y, como tal, estaba fuera de la jurisdicción de FERC. Finalmente, el caso fue a la Corte Suprema de los Estados Unidos, que dictaminó en 2016 que la compensación de este tipo de recursos en los mercados mayoristas de energía cae bajo la jurisdicción de la FERC. En cuanto a la participación de los usuarios en programas de respuesta de la demanda en los Estados Unidos, según FERC (2017) en el año 2015 estuvieron involucrados aproximadamente 9.1 millones de usuarios, y aunque represento un decrecimiento del 2% respecto al 2014, regionalmente se presentan crecimientos en la participación, principalmente en la región coordinada por Northeast Power Coordinating Council (NPCC) y Southwest Power Pool Regional Entity (SPP RE).

En noviembre de 2015, la *Australian Energy Market Commission - AEMC,* preparó un informe en que se realiza una revisión de los mecanismos para respuesta a la demanda a nivel internacional, comparando varios mercados con diferentes características, regiones geográficas, mercados de capacidad o de energía y tipos de servicios auxiliares (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015). En la Tabla 2 se muestra una descripción general de los mercados analizados en el estudio y las características generales de los programas de respuesta a la demanda implementados.

Según el estudio adelantado por AEMC, la incorporación de la respuesta a la demanda está altamente influenciada por las características e incentivos dados para la participación de este tipo de recursos en la prestación de servicios auxiliares, una comparación de la participación de la respuesta de la demanda en las reservas de cada mercado es mostrada en la Figura 3, donde la mayor participación de las reservas en respuesta a la demanda la tiene el mercado de PJM, representando el 7% de la carga pico. Dicho porcentaje de participación depende de las características particulares de cada mercado, donde tiene un gran protagonismo la intensidad energética y la estacionalidad de la demanda.

Tabla 2 Descripción general de los Mercados Eléctricos
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

	Australia	PJM	ISO-NE	Ontario	Alberta	ERCOT
Modelo de mercado para respaldar la inversión en capacidad	Solo energía	Mercado de capacidad	Mercado de capacidad	Planificación Administrativa (Mercado de Capacidad en desarrollo)	Solo energía	Solo energía (y un pequeño programa de emergencia DR)
Mercado de Energía	Zonal Tiempo Real	Nodal Tiempo real y día siguiente	Nodal Tiempo real y día siguiente	Zonal Tiempo real (programación diaria pero no de mercado)	Zonal Tiempo real	Nodal Tiempo real y día siguiente
Precio Techo del Mercado	$13,800/MWh AUD	$2,700/MWh	$4,050/MWh	$2,000/MWh CAD	$1,000/MWh CAD	$9,000/MWh
Servicios Auxiliares	Regulación, Reservas rodantes, Reservas no rodantes	Regulación subir/ bajar: Rápida lenta Retardada	Regulación: 10 min rodante 10 min no rodante 30 min no rodante	Regulación: 10 min rodante 10 min no rodante 30 min no rodante	Regulación, Reservas de contingencia (reserva rodante, reserva suplementaria), Contingencia de Interconexión (LSSi)	Regulación, Servicio de reservas Servicio de reservas no rodantes
Periodo de las adquisiciones de servicios auxiliares	Diario	Diario	Mercado de reserva Día siguiente y co-optimizado en tiempo real	Mercado de adquisiciones a largo plazo Ofertas co-optimizadas en tiempo real	El mercado de reservas operacionales del día siguiente, no co-optimizado con energía	Diario
Agregadores de demanda	No	Si	Si	Si	No en energía Sí en algunos productos de AS	No en energía Sí en el servicio de respuesta de emergencia

Para cada mercado, en la Figura 4 se muestra la participación en los diferentes servicios prestados por respuesta de la demanda, en PJM la participación de los recursos se concentran en servicios de capacidad o de emergencia. Adicionalmente, se muestra una distinción entre los tres mercados donde gran parte de la respuesta de la demanda es despachable (PJM, ISO-NE y Ontario) respecto a aquellos en los que es no despachable. En PJM e ISO-NE, las cargas participan en el mercado de la energía por el lado de la oferta y se les paga el precio total de la energía al por mayor por las reducciones de carga, este pago es más que el costo que se evitaría si la carga estuviese pagando el precio mayorista y

simplemente redujera el consumo. El pago adicional actúa como un incentivo para que la respuesta de la demanda ofrezca en el mercado de energía en lugar de participar de una manera no despachable como carga sensible al precio. En Singapur, Alberta y ERCOT, no reciben un incentivo para ofrecer en el mercado y ser elegidos por el operador del sistema.

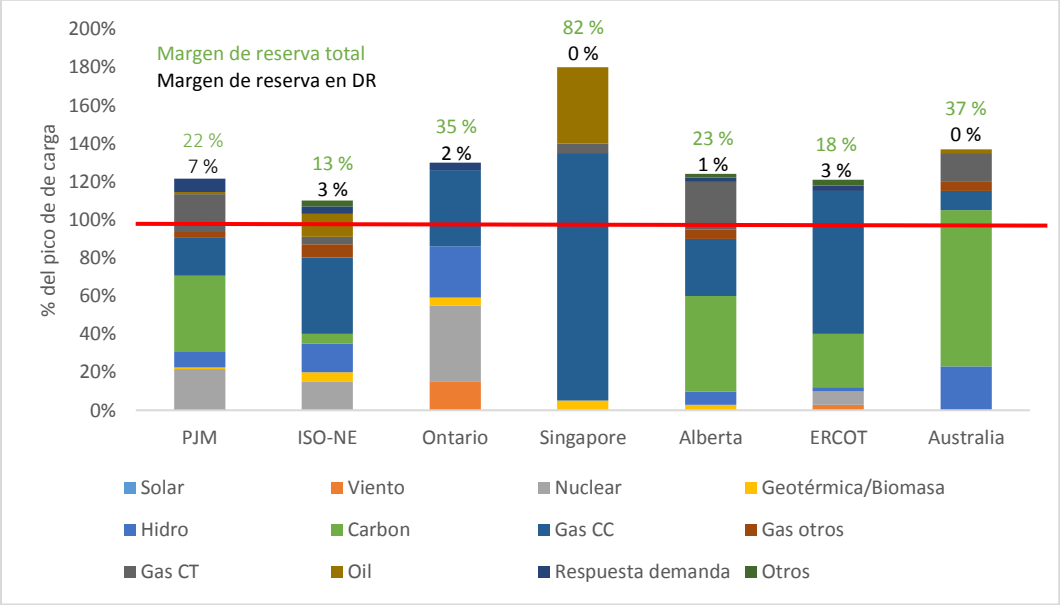


Figura 3 Comparación margen de reserva en los mercados
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

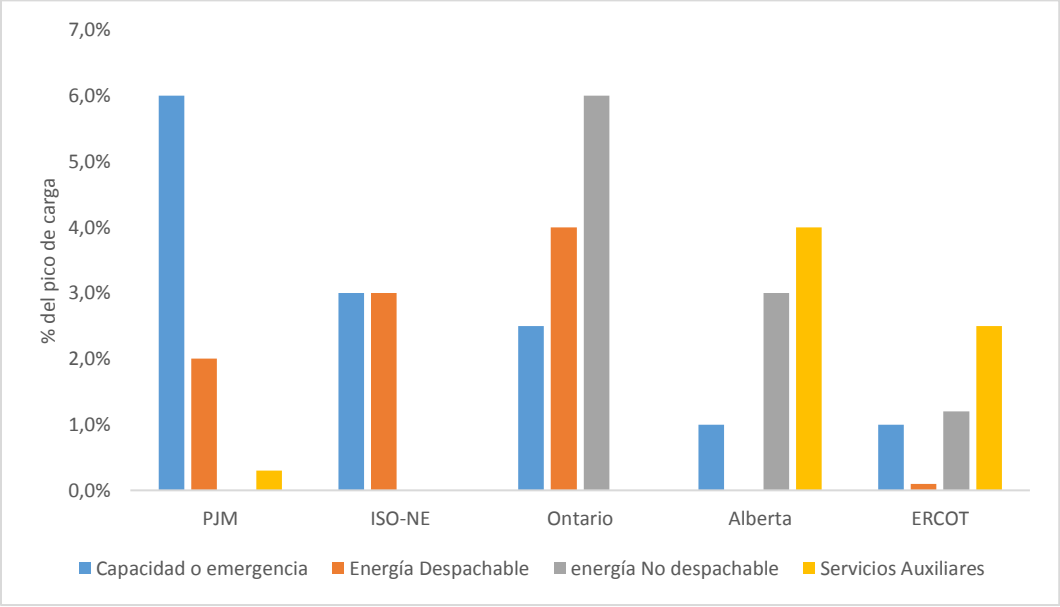


Figura 4 Comparación servicios de respuesta de la semana
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

Los mercados revisados por AEMC incorporan una gran cantidad de productos de recuperación ante perturbaciones en el sistema y han logrado diferentes niveles de penetración de respuesta de la demanda. En la Tabla 3, se resumen los programas de respuesta de la demanda en cada mercado, categorizados en términos del tipo de mercado o si presta servicios auxiliares.

Tabla 3 Descripción general de programas de respuesta de la demanda
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

	PJM	ISO-NE	Ontario	Alberta	ERCOT
Capacidad o emergencia	Programa de respuesta de carga en emergencia (Mercado de Capacidad)	Mercado de capacidad	Programa de respuesta de la demanda transicional Carga despachable	Servicio de demanda oportuna	Servicio de respuesta en emergencia
Servicios auxiliares	Programa de respuesta de carga económica (reserva sincronizada y regulación)	Ninguno	Carga despachable	Reserva rodante y complementaria LSSi	Reservas (principalmente cargas incontrolables), Reservas no giratorias, regulación
Mercado de energía (además de señales de precio)	Programa de respuesta de carga económica (Energía)	Respuesta al precio en tiempo real, Respuesta al precio en tiempo real transicional	Carga despachable Programa piloto de respuesta de la demanda	Oferta del lado de la demanda	Recurso de carga controlable o Recurso de carga agregada (solo energía)

Por otra parte, (Navigant, 2017) reporta una capacidad inscrita para participar en programas de respuesta de la demanda a diciembre de 2016 (104 utilities, Smart Electric Power Alliance) de 13.629 MW de los cuales el 78% es despachable centralmente. Según Navigant, 2,7 millones de usuarios participan activamente a través de interruptores de carga, 613 mil con calentadores de agua y 968 mil con aires acondicionados.

A continuación, se resumen las características principales de los mercados internacionales y como han logrado incorporar incentivos de respuesta de la demanda.

3.1. PJM Interconetion

Dentro de las aplicaciones de respuesta de la demanda en los Estados Unidos se destaca los avances realizados por PJM *Interconetion*, gracias a la participación de forma directa de los agregadores en el mercado mayorista y la simetría de condiciones para los generadores y agregadores de demanda.

El mercado de capacidad en PJM permite la participación de la demanda desde su reestructuración en 2007 con dos programas, el primero de ellos es heredado de la regulación anterior y es denominado carga interrumpible por confiabilidad ILR (por sus siglas en inglés), el segundo es el programa de respuesta de la demanda en emergencia EDR. El mercado de capacidad, también conocido como RPM-*Reliability Pricing Model*, abre subastas de potencia con tres años de anticipación a la fecha de entrega y tres subastas incrementales a medida que el año se acerca. Los EDR participan en desde la primera subasta mientras que los ILR lo pueden hacer hasta tres meses antes de entrar en operación. Los recursos que resulten elegidos en las subastas deben responder a señales del operador y no a señales de precio, adicionalmente debe cumplir con un número predeterminado de desconexiones durante las estaciones y horas críticas.

Adicionalmente, PJM permite a la respuesta de la demanda participar en los mercados de corto plazo, tiempo real y del día siguiente. En 2014, de aproximadamente 9,000 MW participantes en el RPM, solo se registraron menos de 2,000 MW para participar en el mercado de energía de corto plazo, esta situación puede ser ocasionada porque el programa de mercado de energía es menos lucrativo que el programa de emergencia. En 2014, el programa de emergencia representó casi el 97% de los pagos a proveedores

de respuesta de la demanda en comparación con el 2.3% para el programa del mercado de energía y el 0.7% para las reservas sincronizadas.

3.2. ISO New England (ISO-NE)

Los mercados administrados por ISO-NE están divididos en tres tipos diferentes, el mercado de energía, de potencia y de servicios auxiliares, cada uno de ellos tiene características y condiciones de participación diferentes. El mercado de energía, por ejemplo, opera por precio marginal en 1000 nodos del sistema de forma horaria y tiempo real (5 minutos). La respuesta de la demanda puede participar tanto en el mercado de capacidad como en el mercado de energía siempre y cuando cumpla con ciertos criterios de calificación. Respecto a la participación de la respuesta de la demanda en el mercado de servicios auxiliares, estos empezaron a operar en julio de 2017, siguiendo los lineamientos por parte del operador de la orden 745 de la FERC.

En 2001, ISO-NE permitió por primera vez la participación de respuesta de la demanda en el mercado mayorista con el programa respuesta de la carga (*Load Response Program LRP*) que consistió en dos subprogramas, el programa de respuesta de la demanda (*Demand Response Program*) y el programa de respuesta al precio (*Price Responce Program*). Los participantes del programa de respuesta de la demanda recibían una orden del operador y estaban obligados a reducir su demanda en los 30 minutos siguientes, mientras que los participantes del programa de respuesta al precio decidían si reducir la carga, cuando precio de compensación de energía fuera mayor o igual a $ USD 100/MWh.

En 2003, el mercado se reestructuro y se diseñaron 3 nuevos programas para participación de la demanda, respuesta de la demanda en dos horas (*Real-Time Two-Hour Demand Response*), un programa similar al antecesor de 30 min, donde el usuario tiene dos horas para reducir su consumo; el programa de respuesta del perfil en tiempo real (*Real-Time Profiled Response*) en el que se permitió la participación del usuario sin contar con un agregador, la respuesta fue determinada estimando la línea base de consumo por cada usuario y usando control directo de carga. Finalmente, se diseñó el programa de respuesta de la carga en el mercado del día siguiente (*Day-Ahead Load Response DALRP*) en el que la respuesta a la demanda compite directamente en el mercado con los generadores tradicionales. Estos 5 programas se mantuvieron hasta el año 2010, año en que se creó el mercado de capacidad directa y solo se mantuvieron el programa de respuesta al precio y programa de respuesta de la carga en el mercado del día siguiente. Actualmente el operador se encuentra en un periodo de transición en busca de acogerse a las directrices de la orden 745 de la FERC. En la Tabla 4 se resumen los programas implementados por ISO-NE.

3.1. Alberta (AESO)

Aunque actualmente no se presentan ofertas por la demanda en el mercado mayorista, estos tienen la posibilidad de hacerlo sin mayores restricciones. Sin embargo, tienen una participación activa en el mercado de servicios auxiliares como reservas operativas suplementarias (no giratorias).

En 2011, AESO implemento un nuevo servicio auxiliar con la participación activa de la demanda denominado cobertura de carga para importaciones (*Load Shed Service for Imports- LSSi*) para incrementar la capacidad de importación de energía eléctrica a través de las interconexiones con sus vecinos *Western Electricity Coordinating Council (WECC), British Columbia (BC), y Montana*. Esto se logra porque las cargas que participan en el programa LSSi están en capacidad de ser desconectadas rápidamente por relés automáticos en respuesta a una reducción en la frecuencia después de un disparo en la interconexión. Al tener LSSi, el operador del sistema puede disminuir los límites de importación basados en la confiabilidad.

Tabla 4 Programas implementados por ISO-NE
Fuente: Adaptado de (Brown, Newell, Luke, & Spees, 2015)

Programa	DALRP	Acción	Propósito	Pagos	Descripción
Respuesta de la demanda en tiempo real	Si	Despachable	Confiabilidad	Precio de la capacidad de compensación x cantidad de compensación	Los participantes deben reducir la carga dentro de los 30 minutos posteriores a la instrucción de despacho
Generación de emergencia en tiempo real	No	Despachable con limites	Confiabilidad	Precio de la capacidad de compensación x cantidad de compensación	El operador llama a la generación distribuida durante una reducción de carga del 5% y requiere de 10 minutos para implementarse. Operación limitada a 600 MW.
Respuesta del perfil en tiempo real	SI	Despachable	Confiabilidad	Mayor a 100 US$/MWh	Retirado en mayo de 2010. Los clientes tenían control de carga individual pero no contaban con medición individual. El operador se basaba en mediciones estadísticas.
Respuesta de la demanda en dos horas	SI	Despachable	Confiabilidad	Mayor a 350 US$/MWh	Retirado en mayo de 2010, las cargas deben interrumpirse dentro de los 30 minutos posteriores a las instrucciones del operador
Respuesta de la demanda en 30 minutos	SI	Despachable	Confiabilidad	Mayor a 500 US$/MWh	Retirado en mayo de 2010, las cargas deben interrumpirse dentro de las dos horas de las instrucciones del operador
Respuesta al precio	SI	Voluntario	Económico	Mayor a 100 US$/MWh	Cuando el pronóstico de tiempo real por hora o en tiempo real LMP es mayor o igual a $ 100 / MWh, el ISO puede abrir el período de elegibilidad y las cargas pueden ofertar.
Respuesta de la carga en el mercado del día siguiente	Las cargas no reciben pagos adicionales más allá del pago del mercado de energía. El programa voluntario está diseñado para aumentar la fiabilidad del sistema al permitir que las cargas participen en tiempo real para las reducciones de carga, durante las horas en que el activo no participa en el mercado del día anterior.				

En su primer año, las cargas participantes en LSSi tenían al menos 100 MW disponibles para ser desconectados en el 85% de las horas, aumentando la capacidad de importación en 23,5% del tiempo. En horas que LSSi estaba operando, se usó un promedio de 137 MW para desconexión. Esto dio como resultado el aumento de la capacidad máxima de importación de Alberta, pasando de 650 MW en los 3 años anteriores a 700MW durante el año 2011. La AESO encontró en su revisión de LSSi que la mayor capacidad de importación llevó a 103.000 MWh adicionales al mercado de Alberta entre el 1 de abril de 2012 y el 31 de marzo de 2013. La AESO es el único comprador de servicios auxiliares en un mercado diario. Además de las reservas operativas, AESO adquiere servicios auxiliares adicionales que incluyen LSSi a través ofertas de los usuarios. Actualmente, las cargas individuales o agregadas de más de 5 MW están calificadas para proporcionar reservas suplementarias.

Desde 2013, cinco cargas individuales y un agregador han participado en este mercado, el nivel máximo de participación de las cinco cargas individuales ha sido de aproximadamente 120 MW y 60 MW de la carga agregada. De los cinco participantes individuales, tres son cargas químicas y dos son cargas de industrias de pulpa y papel. Las cargas participantes representan un promedio del 17 % del requerimiento de reserva suplementaria diaria de AESO, y proporcionaron más del 50 % del requisito en al menos 10 días en 2014.

3.2. Electric Reliability Council of Texas (ERCOT)

ERCO opera el mercado de energía eléctrica en Texas con un precio límite de 9.000 US$/MWh, y a diferencia de ISO-NE y PJM no cuenta con un mercado de capacidad. Además, ERCO no está sincronizado con el resto de Estados unidos, por tanto, no está sujeto a la supervisión de la Comisión Reguladora de la Energía Federal (FERC).

ERCO cuenta con varios tipos de respuesta de la demanda, en primer lugar, cuenta con cerca de 1.400 MW de reserva para el control de subfrecuencia en el programa *Responsive Reserves.* Además, ERCO permite a la respuesta de la demanda participar en el mercado de energía, aunque la participación actual es mínima. Finalmente, cuenta con el programa *Emergency Response Service (ERS),* por el cual se le paga a cerca de 400 MW la disponibilidad para control directo de carga en periodos de escasez. Adicionalmente, se estima que aproximadamente 700 MW responden a las señales de precio.

Bajo el programa *Load Acting as a Resource LaaR*, las cargas eran elegibles para proporcionar reservas en el mercado. Los participantes de LaaR tenían que cumplir requisitos similares a los generadores para proporcionar servicios auxiliares, incluida la instalación de equipos de telemetría y la demostración de su capacidad para responder a las instrucciones de despacho en el plazo requerido. Inicialmente el programa se limitó a proporcionar el 25% de la reserva, pero este límite se aumentó al 50% en 2006.

En 2011, ERCOT finalizó su implementación del programa *Controllable Load Resources (CLR).* El programa CLR tiene requisitos más estrictos para la participación que el LaaR, lo que permite que las cargas brinden servicios de regulación y reservas, evitando los topes de participación. Los CLR deben poder responder automáticamente a los cambios de frecuencia de forma similar al control del regulador del generador, y responder a las señales de 2 segundos del operador del sistema de una manera similar a los generadores equipados con AGC. Sin embargo, la participación en el programa es mínima, alcanzando los 50 MW en 2014.

3.3. Corea del Sur

Los programas de respuesta de la demanda en Corea iniciaron en 1974 con la implementación de sistemas de tarifas diferenciadas combinada con programas de eficiencia energética, logrando reducciones de entre el 5% y el 7% de la demanda pico entre los años 2001 y 2011 como se puede observar en la Figura 5. Dicha reducción obedece a la implementación del programa de tarifas diferenciadas combinadas con incentivos para programas de eficiencia energética como almacenamiento térmico, iluminación y motores eficientes. Adicionalmente en 2001 se implementó un programa de control directo de carga.

El gobierno central se traza metas de reducción de la demanda pico proyectada, metas a las cuales se realiza una revisión bianual en el Plan Básico de Electricidad, la evolución de la meta de reducción de la demanda pico se muestra en la Figura 6 proyectando alcanzar una reducción de 15.854 MW para el año 2027 correspondiente al 12,5% de la demanda pico proyectada para ese año.

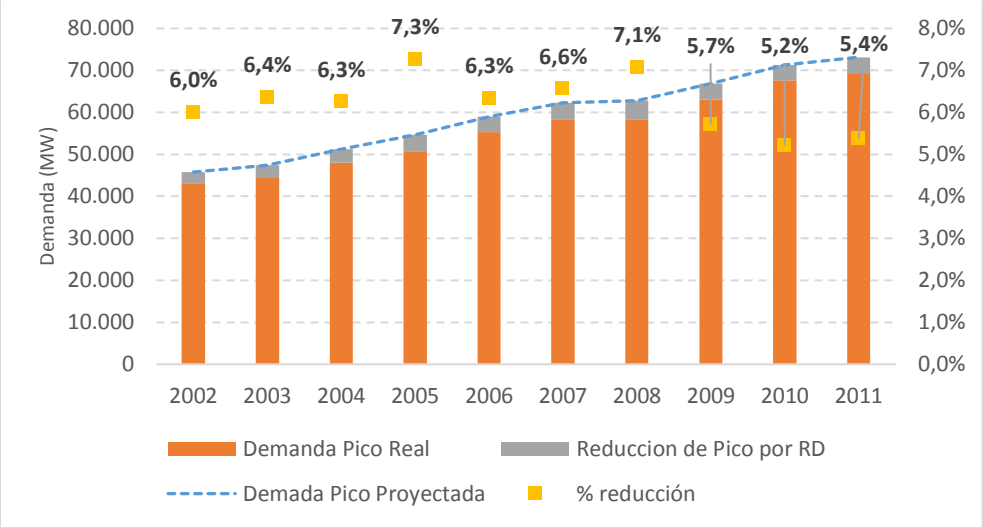


Figura 5 Desempeño del programa de gestión de la demanda en Corea 2001-2011
Fuente: adaptado de (Rhee & Park, 2015)

Estos objetivos son alcanzados gracias a la existencia de un mercado de contratos que permite a los consumidores reducir su carga en respuesta a una señal de emergencia en la operación del sistema, en dos clasificaciones de acuerdo al tiempo respuesta (10 o 30 minutos); además de permitir una reducción de demanda ante una señal de precios, dicho mercado se compone de incentivos, penalidades y precios desde el mercado minorista, donde se definen cantidades y tiempos de notificación, con capacidad para presentar reducciones hasta del 10% en demanda pico.

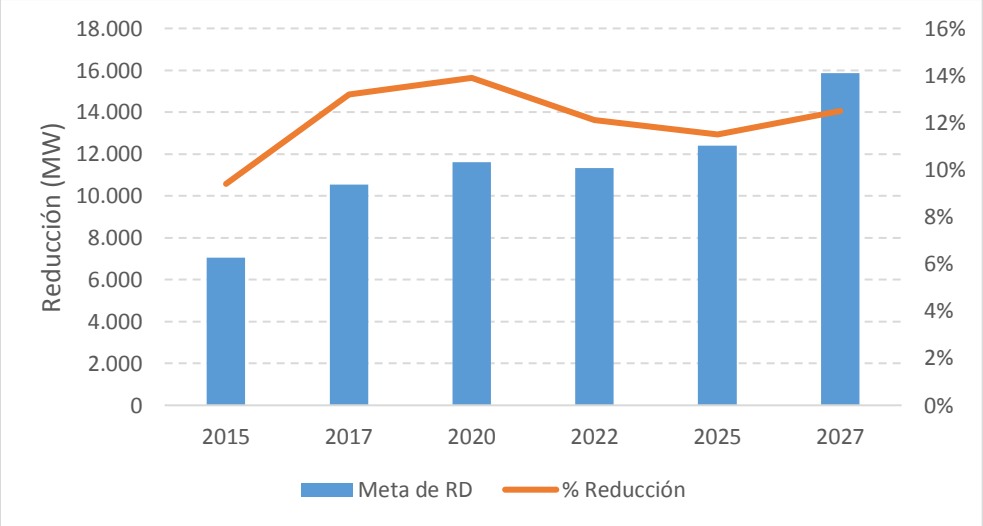


Figura 6 Proyección de programa de gestión de la demanda en Corea
Fuente: adaptado de (Rhee & Park, 2015).

Adicionalmente, desde 2014 se permite la participación de respuesta de la demanda en el mercado eléctrico; logrando que además de los generadores, la demanda pueda realizar ofertas a KPX (*Korea Power Exchange*) por intermedio de los agregadores. El número de participantes en las subastas del mercado ha venido creciendo desde su implementación en 2014 cuando se presentaron 11 agregadores, en 2016 la participación subió a 19 y se espera que para 2017 estos alcancen una capacidad de 1.900 MW.

3.4. Brasil

En Brasil los programas de respuesta de la demanda iniciaron en 1988 con un programa de tiempo de uso, que implementa tarifas horarias (horas valle y horas pico) y estacionales (periodo seco y húmedo) para los clientes conectados en media y alta tensión. La tarifa horaria tiene dos componentes uno aplicable a la energía kWh y a la potencia kW (Gianelloni, Câmara, & Leite, 2015).

Además, en 2012 se reguló una nueva tarifa para los usuarios más pequeños, conectados por debajo de 2,3 kV. Dicha tarifa consiste en un solo componente en energía kWh, compuesta por tres rangos de precios: horas pico, horas intermedias y fuera de pico. Sin embargo, dicho esquema no ha sido implementado gracias a la indisponibilidad de equipos de medida en el 100 % de los usuarios que puedan soportar el esquema tarifario.

En la actualidad la tarifa para los usuarios residenciales tiene un fuerte componente que depende de las condiciones de los embalses hidroeléctricos, en el que se trata de dar señales a los usuarios para que respondan al precio cuando el costo de oportunidad del agua se encuentra alto, clasificados en tres niveles de costo marginal respecto a las condiciones del clima y de los embalses arrojado por el software de optimización NEWAVE. Desde su implementación el costo marginal se encuentra en el nivel más alto.

4. LÍNEA BASE PARA COLOMBIA

En el país se han venido adelantando estudios y propuestas para la aprovechar los beneficios de la respuesta de la demanda en el contexto nacional, en este sentido se analizaron los resultados desde tres perspectivas, en primer lugar, se realiza un levantamiento de la línea base en políticas públicas y regulación en la temática, posteriormente se resumen los principales resultados de investigación y finalmente se mencionan algunas experiencias de empresas y entidades del país.

4.1. Políticas y regulación en Colombia

La Presidencia en conjunto con el Ministerio de Minas y Energía y sus entidades han venido desarrollando aspectos de política pública, regulación y planeamiento que permitan el desarrollo de programas de respuesta a la demanda en el sistema eléctrico nacional. Se destacan entre otros aspectos, los programas de uso eficiente de la energía y la Ley 1715 de 2014. En la Figura 7 se muestra la línea de tiempo del desarrollo en política pública y regulación para el país en los últimos años, las cuales se describen más adelante.

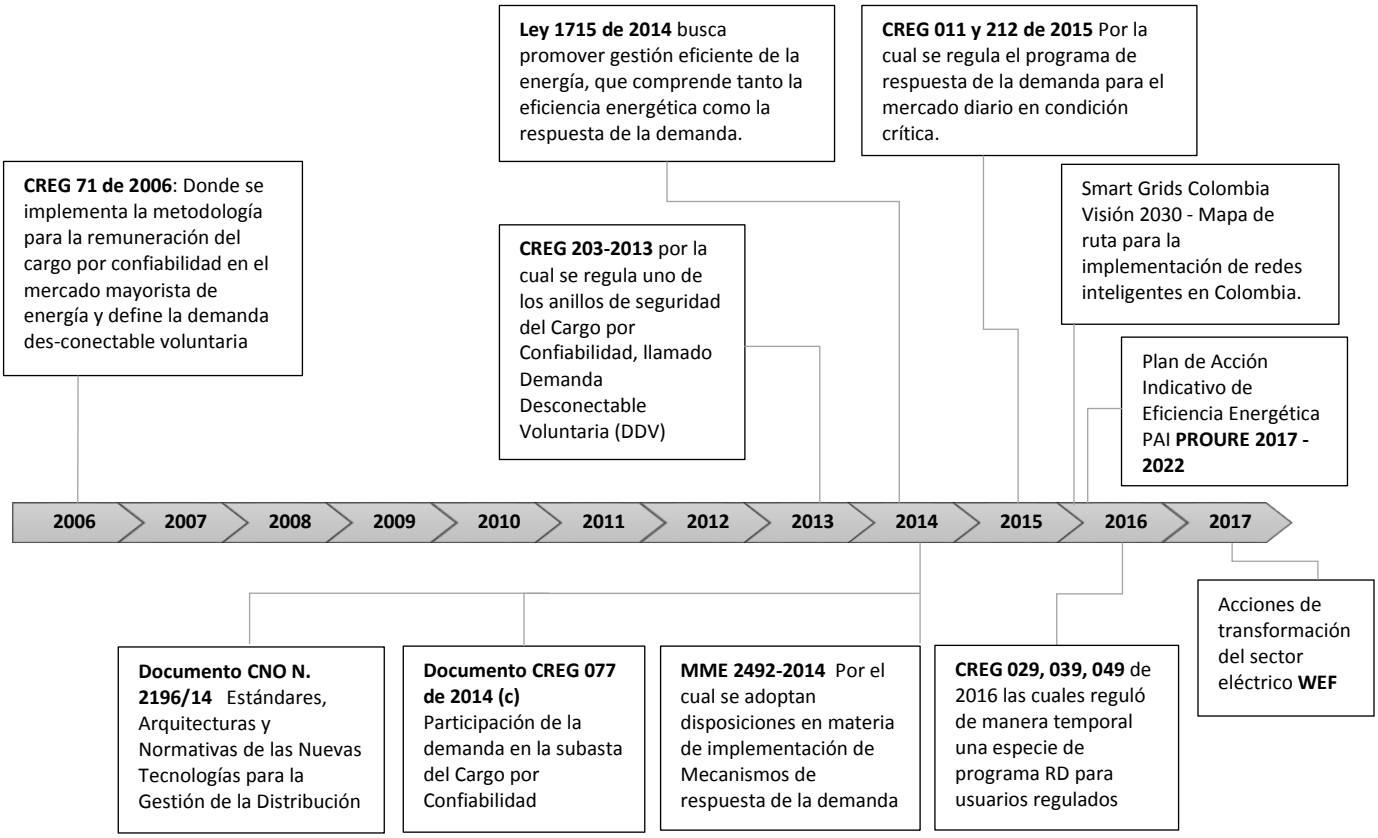


Figura 7 Línea base de políticas y regulación en demanda activa para Colombia
Fuente: Elaboración propia

Con la Ley 697 de 2001 se declaró el programa de uso racional y eficiente de la energía - PROURE 2001, como un asunto de conveniencia nacional, el Ministerio de Minas y Energía estableció el programa de uso racional y eficiente de la energía y fuentes no convencionales como medida para hacer más eficientes los consumos eléctricos de distintos usuarios de energía eléctrica en el país. Para el sector residencial, por ejemplo, se enfocó a problemas como el alto consumo de electricidad por equipos de refrigeración de más de 10 años de uso, los cuales consumían mucha energía por fallas en su funcionamiento; la amplia utilización de bombillos incandescentes de 60 o 100W los cuales consumen mucho más que un bombillo del tipo ahorrador y el alto consumo de energía debida a la cocción por estufas eléctricas poco eficientes o consumo de agua caliente.

Adicionalmente, mediante la resolución CREG 71 de 2006, se implementó la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad en el mercado mayorista de energía y define la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV).

Acorde con el documento "Estándares, Arquitecturas y Normativas de las Nuevas Tecnologías para la Gestión de la Distribución" remitido a la CREG por el C.N.O en fecha del 7 de marzo /14 – N. 2196 se ilustraba como la evolución tecnológica de la industria eléctrica y en especial del sector eléctrico colombiano está mostrando serias tendencias que seguramente tendrán impacto en la planeación y operación de una red cada vez más distribuida, moderna e inteligente. En ese contexto, las nuevas tecnologías desarrolladas dentro del concepto de redes inteligentes han abierto todo un mundo de posibilidades, permitiendo a la demanda tomar parte activa en el mercado y en la operación como es evidente para recursos distribuidos de energía y de respuesta a la demanda (CNO , 2014).

Ahora bien, una de las señales para establecer programas de respuesta a la demanda se dio en la resolución CREG 203 de 2013, en la cual se regula uno de los anillos de seguridad del Cargo por Confiabilidad (DDV). La DDV es un mecanismo que tienen los generadores con Obligaciones de Energía Firme (OEF) asignadas para respaldarse ante incumplimientos en la entrega de su OEF. El mecanismo busca que con desconexiones de usuarios no regulados se puedan respaldar los incumplimientos asociados a la OEF. Los respaldos se hacen a través de contrataciones bilaterales entre los generadores y los comercializadores que representan los usuarios ante el MEM (CREG, 2013).

Más adelante, mediante el decreto 2492 de 2014 el Ministerio de Minas y Energía adopta disposiciones en materia de respuesta de la demanda, en los que ordena a la CREG incluir en el diseño de los cargos de remuneración para transmisión y distribución tarifas horarias en busca de incentivar el uso eficiente de la infraestructura y reducir los costos de prestación del servicio. Además, ordena considerar criterios de respuesta a la demanda en los planes realizados por la UPME (MME, 2014).

Por otro lado, la CREG en el Documento 077 de 2014 menciona la posibilidad de que la demanda participe en las subastas del cargo por confiabilidad, según la comisión, la participación de la demanda permitiría mayor elasticidad y ayudaría a contar con un proceso más competitivo. Sin embargo, para conseguirlo la demanda debe contar con un esquema confiable que permita verificar la desconexión en caso se condiciones críticas. Finalmente, la comisión propone un esquema en el que la demanda participaría en las subastas del cargo por confiabilidad el cual se muestra en la Figura 8 (CREG, 2014).

Respecto a la representación por parte de los comercializadores a usuarios no regulados ante el Mercado de Energía Mayorista, se publicó la Resolución CREG 212 de 2015 con el objetivo de hacer reducciones de demanda en momentos donde se presenten altos precios en la bolsa de energía. Dicha reducción es verificada al día siguiente y remunerada como mínimo al precio de oferta realizado por el comercializador (CREG, 2015).

A raíz del fenómeno del niño presentado entre el año 2015 y 2016, la CREG expidió las resoluciones 029, 039, 049 de 2016, con las cuales reguló de manera temporal un programa respuesta de la demanda para usuarios regulados, el cual consistió en el cumplimiento de una meta de ahorro mensual por Comercializador, aplicable únicamente en el caso en que se presentaran precios de bolsa altos, penalizando a los clientes que sobrepasaran esa meta e incentivando los consumos inferiores. Las resoluciones estuvieron vigentes entre marzo y abril de 2016, logrando una reducción de demanda mensual cercana al 2.3% y 3% en los meses de marzo y abril de 2016 respectivamente.

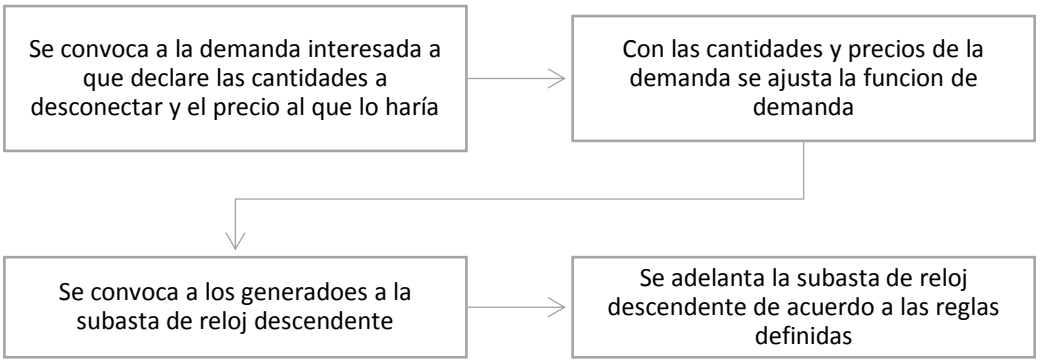


Figura 8 Procedimiento para participación de la demanda en CxC
Fuente: adaptado de (CREG, 2014).

De otro lado, en febrero del 2016 se publicó el Mapa de Ruta de redes inteligentes 2030 para Colombia donde figura como uno de los grandes objetivos la diversificación de la canasta energética con penetración de nuevas Fuentes de Energía Renovables, lo que implica promover las nuevas tecnologías DER que poseen un conjunto de funcionalidades claves que incluyen para este caso la generación distribuida y el almacenamiento de energía. La incursión de estas tecnologías y sus funcionalidades según el estudio se estima que tenga una inserción entre el 1 y el 2,5 % del total de la potencia instalada para el año 2030 (BID-UPME, 2016).

4.2. Artículos científicos en demanda activa

La investigación en mecanismos de respuesta de la demanda no ha sido ajena a las actividades desarrolladas por las instituciones nacionales. Según la búsqueda realizada en la herramienta de análisis bibliográfico *Scopus* con la ecuación *TITLE-ABS-KEY(((Demand W/1 Response) OR ("Time of Use") OR ("Real Time Pricing") OR ("Direct load control") AND Demand)OR (Demanda W/5 (Activa OR gestión))) AND (LIMIT-TO (AFFILCOUNTRY,"Colombia "))* con el objetivo de recopilar información acerca de los artículos científicos publicados en revistas indexadas por parte de autores nacionales se obtuvo un registro de 28 documentos a partir del 2008 y cuya evolución se muestra en la Figura 9.

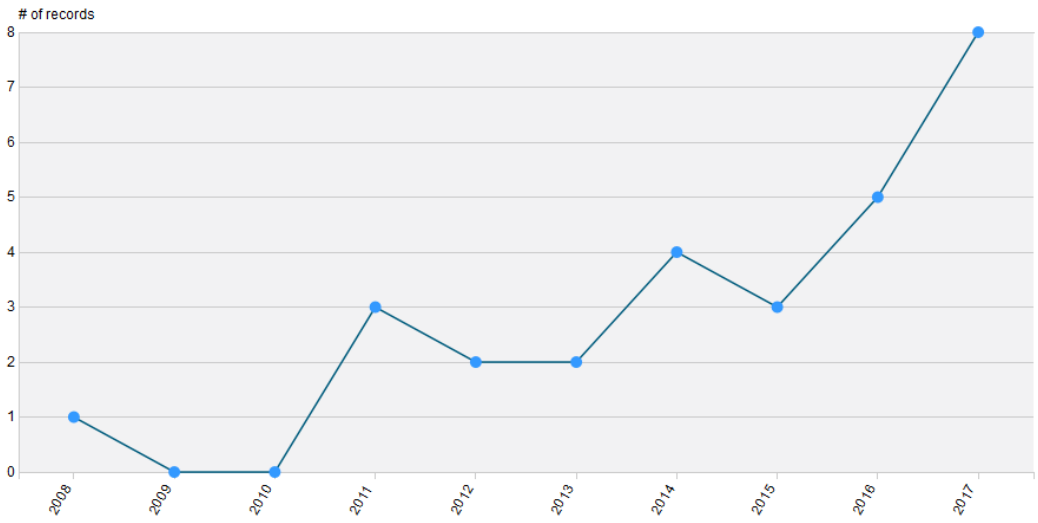


Figura 9 Evolución de publicaciones en Colombia
Fuente: Elaboración propia

Las instituciones participantes en dichas publicaciones se destacan universidades alrededor del territorio nacional, con mayor número de publicaciones de la Universidad de los Andes y la Universidad Nacional,

así como algunas empresas, entre ellas XM, INTERCOLOMBIA y CODENSA. Adicionalmente se puede observar un trabajo conjunto realizado por las instituciones, ver Figura 10, donde en varias publicaciones participa más de una institución.

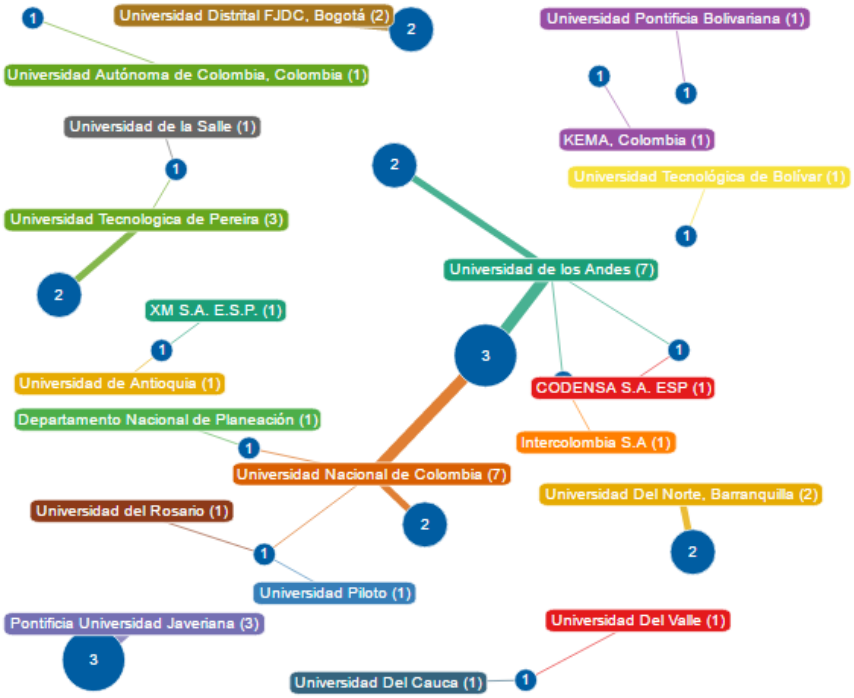


Figura 10 Cluster Map Instituciones en Colombia
Fuente: Elaboración propia

Los resultados de dichas investigaciones han identificado varios beneficios de la incorporación de mecanismos de respuesta de la demanda en el contexto nacional. En (Moreno, Gonzalez, & Pavas, 2017) por ejemplo, se evalúa flexibilidad de la demanda de clientes residenciales en Bogotá para acoger programas de respuesta a la demanda encontrando ahorros cercanos al 30%; mientras que en (Restrepo, Manotas, & Lozano, 2016) los resultados mostraron que los incentivos de Ley aumentan los beneficios económicos cuando se considera la venta de excedentes y/o la participación en respuesta la demanda en Colombia.

Según (Cardona Rendón , 2013) para Colombia, la incorporación del modelo que considera el Tiempo de Uso (TOU) con un buen estimativo del precio de bolsa en Tiempo Real y que incentive la participación de los usuarios en respuesta a una señal de precios, gracias a la flexibilidad de sus procesos productivos, representa grandes beneficios para todos los actores del mercado y no requiere de modificaciones a la reglamentación actual, ni inversiones en infraestructura para realizar la implementación.

Por otra parte, en (Martínez, 2017) se identifican las variables que afectan la demanda de energía eléctrica de tal manera que se puedan brindar señales al mercado eléctrico colombiano para obtener salidas más eficientes, la investigación evidenció elasticidad de precio – demanda en los períodos secos o extremadamente secos (fenómeno de El Niño) y el período de la Campaña Apagar Paga de 2015 - 2016. Adicionalmente, se mostraron como resultado elasticidades intradiarias precio – demanda, lo cual permitirá desplazar la curva de carga de electricidad del sistema de las horas pico a las horas valle.

En (Vuelvas & Ruiz, 2017) se evalúan las decisiones racionales del consumidor en un programa para la disminución de picos en horas de demanda máxima, se encontró que la mejor decisión para un consumidor con alta incertidumbre es gastar menos energía, caso contrario para el caso de un usuario

predecible. Adicionalmente, en (García & Isaac, 2016) se plantea un método de optimización para incorporar almacenamiento en programas de respuesta a la demanda con el objetivo de bajar los picos. En ambos casos se obtienen resultados favorables para la implementación de este tipo de incentivos en el contexto nacional.

En cuanto al despacho económico se han encontrado beneficios como reducción del precio de la energía eléctrica y mejoramiento de la competitividad. En (Velasquez, Quijano, & Cadena, 2017) se plantea un modelo para que el operador tenga en cuenta estrategias de respuesta a la demanda dentro del despacho, mientras que en (Rojas, Quijano, & Cadena, 2015) se evalúa la participación activa del lado de la demanda en el mercado eléctrico colombiano como una estrategia para mitigar el aparente poder de mercado, dichos resultados muestran que para niveles aceptables de participación de la demanda, el precio de la energía se reduce en aproximadamente el 58% respecto a los escenarios en que las empresas tienen la oportunidad de ejercer poder de mercado.

El desempeño de la repuesta de la demanda en microredes en el contexto nacional también ha sido analizado, en (Mojica-Nava, Barreto, & Quijano, 2015) se analiza la operación óptima de una microred con recursos fotovoltaicos, almacenamiento y respuesta de la demanda, dicho análisis se lleva a cabo resolviendo un modelo de programación lineal incorporando metodología de juego de actores, que se utiliza para la toma de decisiones en el intercambio de potencia con la red, el patrón de carga y descarga del almacenamiento, la potencia comprada en el mercado spot y los cortes de carga asociados al programa respuesta de la demanda. Por otra parte (Chica, Rodríguez, & Piedrahita, 2015) analizan el despacho de una micro red de forma centralizada o descentralizada bajo el concepto de agregadores, la propuesta muestra no sólo una forma de iniciar un nuevo mercado para las microredes existentes, sino que también permite el diseño de nuevas microredes con recursos energéticos distribuidos como una forma de negocio en los mercados de energía para áreas aisladas.

En (Baretto Callejas, 2010) se identificaron una serie de barreras regulatorias para la implementación de programas de respuesta de la demanda en Colombia:

- Desconexión entre el precio de la energía en el mercado mayorista y el mercado minorista.
- Desincentivos para que las empresas distribuidoras promuevan los programas de respuesta de la demanda.
- Recuperación de costos e incentivos para habilitar la tecnología.
- Necesidad de desarrollar investigación.
- Insuficiente transparencia de mercado y acceso a la información.

Como conclusión (Baretto Callejas, 2010) recomienda que los organismos reguladores estimulen con incentivos económicos, con el objetivo de potenciar la implementación de programas de respuesta de la demanda en el país; así mismo, recomienda establecer metas de incorporación para este tipo de programas. Otros estudios como (Ramírez-Escobar, Alvarez-Bel, & Georgantzís, 2011), (Arias, Granada, & Castro, 2017), (Téllez, Chinchilla, Duarte, & Rosero, 2016) y (Cortina, López, & Muñoz, 2017) estudian beneficios para el sistema eléctrico, entre ellos la integración de vehículos eléctricos, medidores inteligentes y resiliencia del sistema ante atentados terroristas. Por otro lado, al buscar los proyectos y productos desarrollados a nivel local, se identificaron grupos de investigación, en la plataforma Scienti de COLCIENCIAS, que han trabajado en temas relacionados con esta la propuesta (COLCIENCIAS, 2017). Se usaron como palabras clave para la búsqueda "Respuesta de la demanda + energía", "demand response", "Gestión de la demanda", "Load Management", con los resultados que se relacionan en la Tabla 5.

4.1. Experiencias nacionales en programas de demanda activa

Las empresas encargadas de la prestación de servicios públicos en el país no han sido ajenas a la integración de mecanismos de respuesta de la demanda para mejorar sus indicadores de calidad y a prestación de nuevos servicios.

Tabla 5 Producción de grupos de investigación relacionada con las temáticas de este proyecto
Fuente: Elaboración propia. Datos: (COLCIENCIAS, 2017)

Nombre del Grupo	Clasificación	Productos	Universidad
Grupo de investigación en Potencia, Energía y Control - CALPOSALLEC	C	Trabajos de grado de pregrado: Impacto de un Programa de Respuesta de la Demanda en los Costos de la Expansión de Sistemas de Transmisión de Energía Eléctrica	Universidad de la Salle
Grupo de Electronica y sistemas de telecomunicaciones	A1	Trabajo de grado de pregado: Diseño de una red AMI para respuesta de la demanda en un sector de Bogotá	Universidad de los Andes
Planeamiento de Sistemas Electrónicos	A1	Publicado en revista especializada: An assessment of the impact of a demand response program on the Colombian day-ahead electricity market Trabajos dirigidos/Tutorías de otro tipo: Análisis de la respuesta de la demanda bajo un esquema de redes inteligentes Trabajo de grado de maestría o especialidad médica: Impacto de un Programa de Respuesta de la Demanda Eléctrica en el Sector de Gas Natural Pregrado: Análisis de la respuesta de la demanda bajo un esquema de redes inteligentes	Universidad Tecnológica de Pereira
Grupo de investigación en energías alternativas - GIEAUD	C	Publicado en revista especializada: Renewable generation and demand response integration in micro-grids: development of a new energy management and control system	Universidad Distrital Francisco José de Caldas
GIAP	A	Trabajo de grado de maestría o especialidad médica: Incentives in Demand Response Program	Universidad de los Andes
Grupo de Estudios en Ciencias Económicas - CIEC	C	Publicado en revista especializada: Modelo de gestión de la demanda energética integral	Universidad Militar Nueva Granada - Unimilitar
Electrical Machines & Drives, EM&D	B	Curso de Corta Duración Dictados: Gestión de la Demanda en Redes Inteligentes	Universidad Nacional de Colombia
Programa De Investigacion Sobre Adquisicion Y Analisis De Señales PAAS-UN	A1	Trabajos de grado de pregrado: Identificación De Oportunidades Para La Gestión De La Demanda En El Sector Industrial Colombiano Trabajo de grado de maestría o especialidad médica: Diseño de mecanismo para la gestión de la demanda para una población estratificada Maestría: Incentives in Demand Response Programs jovenes investigadores "diseño de un mecanismo para la gestión de la demanda de energía eléctrica aplicando teoría de juegos y control cooperativo" jovenes investigadores "evaluación del potencial de gestión de demanda para un grupo de usuarios a partir del análisis de sus perfiles de consumo proyectos universidad nacional Cuantificación de los efectos de la gestión de demanda e inclusión de generación distribuida en la confiabilidad de los sistemas de distribución con técnicas de predicción probabilística.	Universidad Nacional de Colombia
Potencia y Energía	A1	Publicado en revista especializada: Escort Evolutionary Game Dynamics Approach for Integral Load Management of Electric Vehicle Fleets	Universidad de los Andes

El programa de gestión inteligente de la demanda de CELSIA por ejemplo, ha logrado diseñar modelos de negocio para la implementación de un sistema distribuido para la gestión de recursos energéticos, que pretende que los usuarios alcancen ahorros en su facturación por mejor gestión de sus cargas y consumos y puedan incrementar sus ingresos por la participación en el nuevo negocio de gestión de la demanda, mejorar la eficiencia energética de sus instalaciones y mejorar la toma de decisiones respecto a sus recursos por mayor disponibilidad y oportunidad de la información.

En el marco de un convenio realizado entre la UPME y la Universidad Nacional de Colombia, tanto CELSIA como CODENSA han trabajado en conjunto para la caracterización de los consumos de energía eléctrica de sus clientes. Mediante la aplicación de técnicas estadísticas, por ejemplo, algoritmos de *k*-

means se han logrado obtener diferentes clústeres que responden al comportamiento y los hábitos de los usuarios finales. Además de identificar el comportamiento de los usuarios, el objetivo de este tipo de estudios pretende identificar potenciales de participación en programas de respuesta de la demanda.

Como principales conclusiones del estudio se podría destacar:

- Es posible caracterizar la demanda a través de minería de datos. Sin embargo, es necesario enfocar los objetivos de la caracterización a los objetivos de cada empresa.
- La caracterización obtenida no es generalizable. No obstante, el método aplicado sí se puede generalizar con la disponibilidad de un mayor número de datos.
- Se logra una mejor distribución de los agrupamientos considerando no solo la forma de la curva de carga sino también el consumo total de energía.
- Los criterios de clasificación de estratos socio-económico no permite una buena caracterización respecto al consumo de energía eléctrica.
- La tarificación horaria y los mercados intradiarios son necesarios para lograr estos esquemas de respuesta a la demanda pues es muy difícil lograr mejores beneficios sin contar con este tipo de señales.
- Es necesario conocer y adoptar estándares de OpenADR como estándar país con un perfil especifico aplicable y efectivo que genere las mejoras de eficiencia y competitividad de los precios, además de que asegure la competitividad.

XM, el operador del sistema también ha trabajado en la caracterización del consumo eléctrico del país por varios años, encontrando características de clasificación por tipo de usuario, región, periodo del año o día de la semana. De igual manera, XM en conjunto con la UPME y MME identificó cuatro temas emergentes para la introducción de respuesta de la demanda en el contexto colombiano (XM, 2014).

1. Confiabilidad del sistema
    - Es posible implementar de manera muy rápida un programa de DR diseñado para ofrecer respaldo adicional ante El Niño.
    - Un programa puede existir separado del mercado a corto plazo, mientras que todos los actores aprenden a utilizar el recurso.
    - Posteriormente, se puede integrar completamente la DR en los diferentes aspectos del mercado.
2. Seguridad del sistema
    - Respuesta de la demanda puede proporcionar alivio de la congestión en el SIN cuando se presenten muy altos costos de generación o indisponibilidades.
3. Economía del sistema
    - Respuesta de la demanda puede permitir una formación de precios más eficientes en el mercado spot y/o cubrir posiciones de riesgo de generadores, comercializadores o usuarios del MNR.
4. Herramientas para clientes C&I
    - La participación en programas de DR puede ayudar a los clientes C&I a reducir el gasto en electricidad y mejorar la efectividad del Uso Racional de la Energía.

La propuesta de XM presentada en 2014, comprende igualdad de acceso que consiste en que la respuesta de la demanda no debería depender de un tratamiento especial, ni subsidios para ser competitivo. No obstante, debería contar con igualdad de condiciones con respecto a los recursos tradicionales de generación. Igualmente, XM recomienda empezar con un programa, como lo han hecho otros países, debido a que un solo programa se puede construir de forma rápida sin mayores traumatismos, y puede ir evolucionando en funcionalidades y complejidad de acuerdo con la madurez del sistema. Para el operador del sistema, se debe aprovechar la infraestructura actual con que cuentan muchas empresas de distribución de energía como los medidores inteligentes para controlar la demanda en tiempo real y desarrollar plataformas informáticas que integren estos medidores con

sistemas Web o aplicaciones móviles que permitan el monitoreo y la realización de acciones del usuario en tiempo real.

Para tal fin XM propone varios esquemas para la masificación de esquemas de sistemas de gestión de la demanda como la creación de un agente agregador que sirva como intermediario entre usuarios y el centro nacional de despacho para reducir la cantidad despachada. También se propone el registro de grupos de respuesta de la demanda que puedan ser requeridos para seguridad en áreas específicas del sistema interconectado nacional. Adicionalmente, propone que se modifique la función objetivo del despacho económico sustituyendo la minimización de costos con la maximización del bienestar social considerando de forma explícita las ofertas del lado de la demanda.

Por otra parte, EMCALI ha venido ejecutando un proyecto que busca hacer más eficiente el uso de las redes de energía. El proyecto es financiado con recursos de la Agencia para el Comercio y el Desarrollo de los Estados Unidos USTDA, en alianza con la firma Innovari del estado de Texas. Además, participan activamente Almacenes la 14 y la Universidad del Valle. El proyecto consiste en la implementación de un sistema inteligente y dinámico de control de carga de energía, que permite gestionar la demanda de los grandes clientes (Almacenes la 14) en sus picos más altos, principalmente los sistemas de iluminación y aire acondicionado, además permite gestionar las plantas de generación instaladas in situ con la planta de emergencia del edificio Bulevar del Rio y optimizar el uso de la red eléctrica. Como resultado de su experiencia en proyectos de este tipo, en 2016 EMCALI preparó para la CREG una propuesta de regulación que busca implementar los sistemas automáticos de gestión de demanda (ADSM), donde se identifican beneficios para el operador de red, el usuario que participa de un programa de ADSM y el usuario que no participa, así:

Los beneficios para el operador de red son:

- Mayor eficiencia en el uso de sus activos, al desplazar los períodos de demanda máxima a otros períodos de menor exigencia para el sistema.
- Disminución de las pérdidas técnicas.
- Mejora en la confiabilidad del sistema.
- Menores costos operativos.
- Posibilidad de aplazar necesidades de expansión.
- Responsabilidad social.
- Aprovechamiento del parque de generación rodante y en stand by (plantas de emergencia) logrando menores costos de generación (aumento en la eficiencia del uso de las plantas).

Para el usuario que participa:

- Menores costos en el servicio de energía.
- Eficiencia energética.
- Automatización de procesos.
- Monitoreo en línea de variables ambientales.
- Responsabilidad social.
- Ingresos por participar en el esquema de gestión de demanda.

Para el usuario que no participa:

- Menores costos en la tarifa del servicio (menores costos de energía en el componente G y en las pérdidas).
- Menores costos trasladados por optimización de inversiones del OR.
- Mejora en la calidad del suministro.

Para el sistema en general:

- Mejora en las eficiencias operativas.
- Aplazamiento de expansión en generación.
- Aplazamiento de expansión en transmisión.

- Menores costos operativos en toda la cadena.
- Disminución de pérdidas técnicas.
- Mejora en la competitividad del sector.
- Uso eficiente de energía y de recursos técnicos.
- Mejora en la confiabilidad y en la respuesta a condiciones operativas y de contingencia, por un recurso con calidad de generación y respuesta inmediata.

Referencias

Albadi, M., & El-Saadany, E. (2008). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research, 78*(11), 1989-1996.

Arias, A., Granada, M., & Castro, C. A. (2017). Optimal probabilistic charging of electric vehicles in distribution systems. *IET Electrical Systems in Transportation, 7*(3), 246-251. doi:10.1049/iet-est.2016.0072

Baretto Callejas, P. (2010). Implementacion de un programa de respuesta de la demanda de energía el{ectrica en un mercado de clientes no regulados en Colombia. *Revista de maestría derecho en economía, 6*(6), 259-292.

BID-UPME. (2016). *Estudio: Smart Grids Colombia Visión 2030 - Mapa de ruta para la implementación de redes inteligentes en Colombia.* Bogotá : Cooperación técnica ATN-KK-14254-CO (CO-T1337).

Brown, T., Newell, S., Luke, D., & Spees, K. (2015). International Review of Demand Response Mechanisms. *Australian Energy Market Commission*.

Cardona Rendón , E. (2013). *Método para optimizar los costos de energía eléctrica de grandes usuarios en Colombia, incorporando flexibilidad de la demanda.* EAFIT.

Chica, A. d., Rodríguez, C. T., & Piedrahita, S. F. (2015). A proposal for microgrids control architecture as aggregator. *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America*, 473-478.

CNO . (2014). *Estándares, Arquitecturas y Normativas de las Nuevas Tecnologías para la Gestión de la Distribución*. Bogotá: N. 2196 (CREG).

COLCIENCIAS. (Mayo de 2017). *Red Scienti, Gruplac COLCIENCIAS*. Obtenido de Sitio Web Red Scienti: http://www.colciencias.gov.co/scienti

Cortina, J., López, J. M., & Muñoz, N. (2017). *Modelo de Interdicción de Sistemas de Potencia considerando el Efecto de la Respuesta a la Demanda.* Medellín: Scielo. Recuperado el 26 de 09 de 2017, de <http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642017000300020&lng=es&nrm=iso>.

CREG. (18 de 12 de 2013). CREG 203 de 2013.

CREG. (22 de 10 de 2014). Documento CREG 077 de 2014: Expansión en generación de energía eléctrica y cargo por confiabilidad.

CREG. (27 de 11 de 2015). CREG 212 de 2015.

DOE. (Febrero de 2016). Benefits of Demand Response and Recommendations. *A REPORT TO THE UNITED STATES CONGRESS PURSUANT TO SECTION 1252 OF THE ENERGY POLICY ACT OF 2005*.

FERC. (2017). *Demand Response and Avance Metering* . Staff Report.

García, E., & Isaac, I. (2016). Demand response systems for integrating energy storage batteries for residential users. *IEEE Ecuador Technical Chapters Meeting (ETCM)*, (págs. 1-6). Guayaquil.

Gartner Inc. . (2016). *Hype Cycle for Smart Grid Technologies.* EEUU: Gartner Inc. .

Gianelloni, F., Câmara, L., & Leite, A. (2015). Demand Response: a survey on Challenges. *UFRJ - GESEL*, 1-11.

IndustRE. (2017). Innovative Business Models for Market Uptake of Renewable Electricity unlocking the potential for flexibility in the Industrial Electricity Use. *Policy Recommendations*.

Mak, S. T. (2009). A synergistic approach to implement demand response, asset management and service reliability using smart metering, AMI and MDM systems. *Power & Energy Society General Meeting - IEEE*, 1-4.

Martínez, W. (2017). *Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia.* Universidad Nacional de Colombia.

MME. (3 de 12 de 2014). Decreto Número 2492 de 2014.

Mohagheghi, S. R. (2014). Maintenance-centric energy management of industrial plants assisted by demand response. *Industry Applications Society Annual Meeting - IEEE*, 1-9.

Mojica-Nava, E., Barreto, C., & Quijano, N. (2015). Population Games Methods for Distributed Control of Microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2586-2595.

Moreno, E., Gonzalez, O. A., & Pavas, A. (2017). Demand flexibility assessment for residential customers. *IEEE Workshop on Power Electronics and Power Quality Applications (PEPQA)* (págs. 1-5). Bogota: IEEE. doi:10.1109/PEPQA.2017.7981675

Navigant. (2017). *Utility Demand Response MArket Snapshot.* Smart Electric Power alliance.

Ramírez-Escobar, C., Alvarez-Bel, C., & Georgantzís, N. (2011). Controlling market power of vertically integrated firms in electricity networks: Demand response of aggregator agents. *2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA*, 1-7.

Restrepo, A. R., Manotas, D. F., & Lozano, C. A. (2016). Self-generation of Electricity, Assessment and Optimization Under the New Support Schemes in Colombia. *IEEE Latin America Transactions, 14*(3), 1308-1314. doi:10.1109/TLA.2016.7459614

Rhee, C.-H., & Park, J.-J. (2015). *Demand Resource Policy and Program Design for Electricity Market in Korea.* Summer Study on Energy Efficiency in Industry.

Rojas, J. A., Quijano, N., & Cadena, A. (2015). Market power mitigation in the Colombian electricity market through on-site generation and demand response. *2015 IEEE 2nd Colombian Conference on Automatic Control (CCAC)*, 1-6.

Shen, J. J. (2015). Controllable load management approaches in smart grids. *Energies, 8*(10), 11187-11202.

Téllez, S., Chinchilla, J., Duarte, O., & Rosero, J. (2016). Demand side management through LAB+i platform: Case study. *IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA)*, (págs. 1-6). Morelia.

Tushar, W. Y. (2016). Smart grid testbed for demand focused energy management in end user environment. *IEEE Wireless Communications*, 70-80. doi:10.1109/MWC.2016.1400377RP

Velasquez, M. A., Quijano, N., & Cadena, A. I. (2017). Model Predictive Control Applied to the Dynamic Economic Dispatch Problem. *IEEE Latin America Transactions, 15*(4), 656-662. doi:10.1109/TLA.2017.7896351

Vuelvas, J., & Ruiz, F. (2017). Rational consumer decisions in a peak time rebate program. *Electric Power Systems Research, 143*, 533-543. doi:/10.1016/j.epsr.2016.11.001.

XM. (2014). *mplementación de la Respuesta de la Demanda en el Sistema Eléctrico Colombiano*. Taller de Respuesta a la Demanda UPME.

XM. (24 de 11 de 2017). *Portal XM*. Obtenido de http://www.xm.com.co/Paginas/Consumo/historico-de-demanda.aspx

Yingxin, X. F. (2013). Just-in-time decision of demand respond based on complex event processing technology. *Mechatronic Sciences, Electric Engineering and Computer (MEC)*, 353-357.

ANEXO 1: DEFINICIONES

Agregador: Un Agregador agrupa una multiplicidad de usuarios industriales, comerciales e Institucionales, y los presenta al sistema como una sola entidad. De esta manera, le permite ofrecer servicios al sistema relacionados con la posibilidad de ejercer acciones de control sobre la demanda (XM, 2014).

Cargo por confiabilidad: Remuneración que se paga a un agente generador por la disponibilidad de activos de generación con las características y parámetros declarados para el cálculo de la ENFICC, que garantiza el cumplimiento de la Obligación de Energía Firme que le fue asignada en una Subasta para la Asignación de Obligaciones de Energía Firme o en el mecanismo que haga sus veces. Esta energía está asociada a la Capacidad de Generación de Respaldo de que trata el artículo 23 de la Ley 143 de 1994 y es la que puede comprometerse para garantizar a los usuarios la confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica bajo condiciones críticas. (CREG 071 2006).

Comportamiento del consumo de energía eléctrica: Se refiere al comportamiento del consumo de demanda de energía en el Colombia, el cual se encuentra marcado por una tendencia dependiendo del tipo de día, por ejemplo, entre el lunes y viernes se mantiene un consumo promedio, el cual puede ser clasificado como un día ordinario. El sábado mantiene un consumo particular, el cual puede seguir siendo identificado de esta forma, mientras que los días domingos y festivos es posible agruparlos dado su consumo de energía eléctrica similar. Adicionalmente, existen 3 puntos importantes que caracterizan la curva de demanda de energía, estos son, la amanecida (05:00 a 07:00), punta uno (11:00 a 13:00) y la punta dos (18:00 a 21:00), siendo este último punto el de mayor consumo de potencia eléctrica en el país (XM, 2017).

Demanda activa: El termino Demanda Activa corresponde al título del proyecto y se utiliza a lo largo del documento para referirse a la participación activa del lado de la demanda en los diferentes servicios o mercados de los sistemas eléctricos.

DRM conocidos como sistemas de gestión de respuesta a la demanda (*Demand Response Management*): son sistemas de información que funcionan en doble vía conectados a los equipos de Hardware enunciados anteriormente, los cuales proveen de información para la gestión de la respuesta de la demanda eléctrica. Un DRM puede ser configurado de manera centralizada o de forma distribuida en agrupaciones o clúster de interés. Los sistemas DRM distribuidos suelen tener menor carga de procesamiento de información en sus algoritmos, comparado con los sistemas centralizados, pero esta última mejora los mecanismos de control global, por lo que su conveniencia debe ser evaluada en cada caso.

Estándar OpenADR: Estándar abierto diseñado para que las empresas de energía comuniquen señales d respuesta de la demanda de forma segura a sus clientes, utilizando un lenguaje común y redes de comunicaciones basadas en IP (Internet Protocol).

Generación Distribuida (GD). Es la producción de energía eléctrica, cerca de los centros de consumo, conectada a un Sistema de Distribución Local (SDL). La capacidad de la generación distribuida se definirá en función de la capacidad del sistema en donde se va a conectar, según los términos del código de conexión y las demás disposiciones que la CREG defina para tal fin (Ley 1715 de 2014).

Gestión de la Demanda (*Demand Side Management*, por su acrónimo en inglés DSM): consisten en las actividades de planificación, implementación y monitoreo de las empresas eléctricas, diseñadas para incentivar a los consumidores a modificar el nivel y el patrón de uso de la electricidad.

Gestión eficiente de la energía. Conjunto de acciones orientadas a asegurar el suministro energético a través de medidas de eficiencia energética y respuesta de la demanda (Ley 1715 de 2014).

Mercado mayorista de energía eléctrica: El mercado mayorista es el ámbito en el cual actúan, por un lado los agentes productores (generadores, autogeneradores, cogeneradores e interconexiones internacionales) y por el otro, los agentes consumidores (distribuidores, grandes clientes y la exportación de energía), realizan sus transacciones comerciales de compra venta de energía, potencia y servicios complementarios de un sistema interconectado, con sujeción a las normas aplicables

Programa de respuesta a la demanda: Consiste en cambios en el consumo de energía eléctrica por parte del consumidor, con respecto a un patrón usual de consumo, en respuesta a señales de precios o incentivos diseñados para inducir bajos consumos (Ley 1715 de 2014).

Programas basados en precios (Time-Based Rate Programs): Los programas basados en precios son aquellos en los que la demanda responde a una señal de precio, en casos donde se presentan grandes consumos en horas cuyos costos del suministro de energía son altos, La señal de precio es trasladada al usuario final con el objetivo que este traslade su consumo hacia horas con precios más bajos, logrando así que se aplane la curva de carga. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016).

- ***Tarifas de tiempo de uso (Time-of-use rates)***: El mecanismo de tarifas de tiempo de uso el usuario recibe un descuento por cambiar el uso de energía de periodos pico del día a horas no pico, cuando hay menor demanda de electricidad. Entre más uso de electricidad el usuario cambia a los horarios no pico mayor será el ahorro al que podrá acceder.
- ***Precios en Tiempo Real (Real Time Pricing)***: Con el mecanismo de precios en tiempo real el usuario recibe información del precio de la energía en cualquier momento, así este puede decidir en qué periodos de tiempo consume energía eléctrica. Regularmente se aplica con periodos horarios, aunque pueden presentarse periodos de hasta 5 horas o intrahorarios. La aplicación de este mecanismo está estrechamente relacionada con la volatilidad del precio de la energía, ocasionada, por ejemplo, por eventos en el sistema por lo que el incentivo está en función del precio de la energía eléctrica.
- ***Precios Picos Variables (Variable Peak Pricing)***: Este programa es una combinación entre los dos casos anteriores, donde los precios para diferentes periodos se acuerdan independientemente, pero para ciertas horas del día, especialmente durante el pico de demanda el precio pactado depende del precio de la electricidad en dichas horas. Este mecanismo es usado para aplanar la curva de demanda durante periodos de escases que ocasionan precios de la energía altos.
- ***Precio en Picos Críticos (Critical Peak Pricing)***: El precio en picos críticos es usado cuando los comercializadores observan que se anticipan precios de bolsa altos, estos aumentan significativamente el precio de la energía eléctrica con el objetivo de desincentivar el consumo de energía durante el periodo crítico.

Programas basados en Incentivos. Los programas basados en incentivos buscan modificar los hábitos de consumo de los usuarios a partir de estímulos económicos vía tarifa, disminución en la factura, contratos o monetización del servicio. El pago recibido por el usuario es acordado previamente (Albadi & El-Saadany, 2008) (DOE, 2016) y podrían clasificarse en los siguientes programas:

- ***Control Directo de Carga (Direct Load Control):*** Con este mecanismo el usuario acepta desconectar cierta cantidad de carga cuando el sistema lo requiera, a cambio este recibe un incentivo económico. Para ponerlo en práctica es necesario instalar dispositivos automáticos de conexión y desconexión. La frecuencia y duración de los cortes debe ser acordado por las partes y están diseñados especialmente para usuarios residenciales (Aplicaciones tipo termostato).
- ***Carga Interrumpible/intermitente (Interruptible and curtailable):*** Son programas diseñados para usuarios industriales y comprenden la desconexión manual o automática de carga durante algún evento programado a cambio de incentivos económicos en la factura del usuario.
- ***Oferta de Demanda (Demand Bidding/Buyback):*** En este mecanismo el programa de respuesta de la demanda es integrado al despacho económico del sistema, mediante ofertas de desconexión presentadas por el usuario. En caso de que la oferta sea aceptada, es decir sea competitiva con los precios de producción el usuario debe desconectarse durante el periodo de tiempo ofertado y se le remunera la cantidad al precio ofertado o precio de bolsa.
- ***Respuesta de la Demanda por Emergencia (Emergency Demand Response):*** Este tipo de mecanismos presentan el pago de un incentivo económico a la demanda, a cambio de una desconexión en caso de presentarse escasez en las reservas de potencia de energía o en condiciones de emergencia del en el sistema de potencia.
- ***Mercado de Capacidad (Capacity Market):*** En este tipo de programas los consumidores ofrecen reducciones de carga para reemplazar generación de fuentes convencionales, por contingencias que se presenten en el

sistema. Los clientes reciben la notificación con algunos días de anticipación, y reciben un pago por adelantado por la prestación del servicio.

- ***Mercado de Servicios Auxiliares o complementarios (Ancillary Service Market):*** Son programas donde los clientes pueden ofertar desconexiones de carga ante el mercado de energía mayorista como reservas operativas. En caso de ser aceptada su oferta, éstos reciben el precio de mercado por comprometerse a estar en espera. Si se necesitan sus reducciones de carga, el operador del mercado les notifica y esta desconexión puede ser pagada al precio de la energía en el mercado mayorista.

- **Recursos Energéticos Distribuidos (Distributed Energy Resources (DER) Electric Vehicle (EV)):** Son programas donde el usuario aprovecha los dispositivos de generación o almacenamiento para participar en respuesta de la demanda, a partir de la inyección o consumo de energía de acuerdo a las necesidades del sistema.

Prosumidores: En las nuevas infraestructuras de la cadena de energía eléctrica asociadas a redes inteligentes los usuarios finales pueden participar del mercado como consumidores y a la vez como productores de energía; el término prosumidor fusiona las funciones de productor y consumidor para referirse a este fenómeno. Los nuevos roles de los usuarios finales cambian el panorama del mercado energético y plantean nuevos retos para los modelos de negocios; las estrategias de gestión de la demanda deben dar respuesta a estas necesidades del mercado y del prosumidor.

Red inteligente: Una red inteligente es aquella que puede integrar de forma eficiente el comportamiento y las acciones de todos los usuarios conectados a ella, de tal forma que se asegure un sistema energético sostenible y eficiente, con bajas pérdidas y altos niveles de calidad y seguridad de suministro. Para ello se emplean tecnologías de última generación en comunicación y automatización en las redes eléctricas.

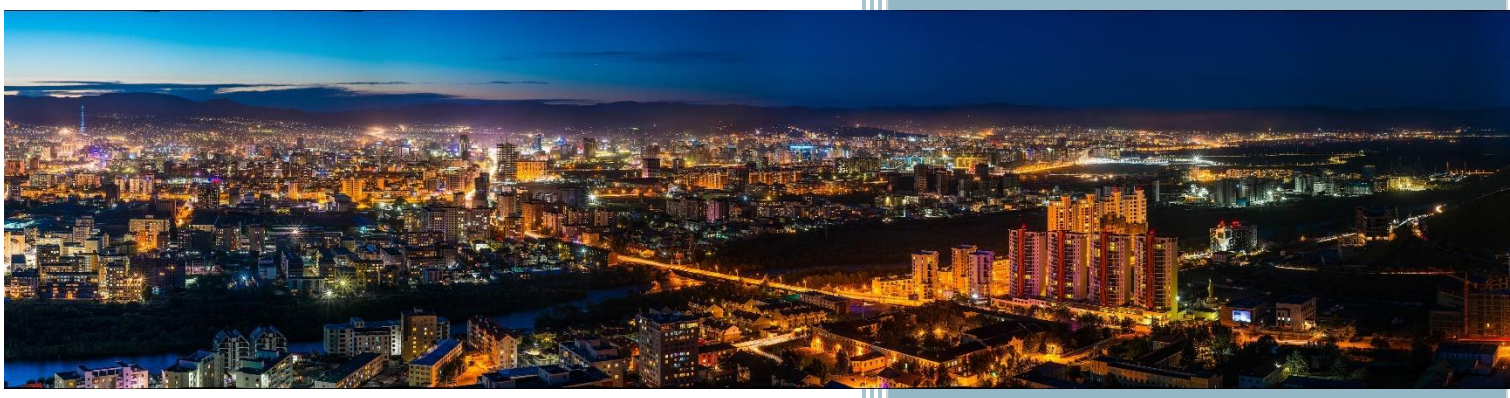
Servicios complementarios: Son funcionalidades provistas por generadores, cargas, equipos de transmisión, entre otros elementos de los sistemas eléctricos, que se requieren para soportar la operación confiable del sistema como regulación de frecuencia, soporte de tensión, etc (CREG, 2010).

Sistema inteligente: Los sistemas inteligentes incorporan funciones de detección, actuación y control para describir y analizar una situación, y tomar decisiones basadas en los datos disponibles de forma predictiva o adaptativa, realizando así acciones inteligentes. En la mayoría de los casos, la "inteligencia" del sistema se puede atribuir al funcionamiento autónomo basado en el control de ciclo cerrado, la eficiencia energética y las capacidades de red.

Usuario: se refiere a quien le da el uso final a la energía, no obstante, en el contexto de este proyecto, se considera que el usuario también puede generar, almacenar y administrar el uso de la energía (prosumidor). Tradicionalmente, los clientes han sido divididos en tres tipos diferentes de residencial, comercial e industrial.

2018

Taller Perfil de Programas de Respuesta de la Demanda Visión Colombia



Grupo de investigación Percepción y Sistemas Inteligentes
Universidad del Valle
25-6-2018

Información importante

Este documento fue elaborado por la Universidad del Valle. Todas las marcas registradas y marcas de servicios son propiedad de sus respectivos propietarios.

Propiedad

El contenido de este documento está protegido por derechos de autor. Es prohibido traducir, copiar, imprimir o almacenar este contenido en medios electrónicos sin el permiso explícito de la Universidad del Valle.

Perfil de Programas de Respuesta a la Demanda
Visión Colombia

Resultados del Taller

Autores

Eduardo Francisco Caicedo Ph.D.

Bayron Andrés Calvache M.Sc.

Cristian Fernando Rodríguez M.Sc.

Ing. James Mauricio Gaviria

Universidad del Valle

Escuela de Ingeniería Eléctrica y Electrónica

Grupo de investigación en Percepción y Sistemas Inteligentes

eduardo.caicedo@correounivalle.edu.co

Junio de 2018

Tabla de contenido

Introducción 4
Marco de Referencia 5
Respuesta de la Demanda - RD 5
Programas de Respuesta de la Demanda 5
Diseño de programas RD 7
Resultados del Taller 11
Caracterización de los Participantes 11
Actividad 1. Perfil de los programas RD – Visión Colombia 13
Actividad 2. Participación de los interesados en las funciones /actividades de los programas RD 19
Actividad 3. Asignación de pesos a los atributos de los programas RD 22
Conclusiones 25
Referencias bibliográficas 28

Introducción

El concepto de gestión de la demanda (*Demand Side Management–DMS*) hace referencia a las distintas medidas planificadas e implementadas por las empresas para influir en los patrones y niveles de consumo de energía del lado del cliente. El crecimiento de la demanda de energía ha impulsado la creación de nuevas técnicas de gestión cercanas al tiempo real, más complejas y avanzadas, que soportan una variedad de actividades, tales como la respuesta de la demanda, la eficiencia energética, el ahorro de energía entre otras, todas ellas dirigidas a obtener una operación segura, económica, más eficiente y limpia del sistema, reduciendo los picos de demanda y la volatilidad del precio de la energía.

La gestión de la demanda representa una parte integral de las redes inteligentes (*SmartGrid*), ya que asocia los sistemas de operación y distribución de la red con las acciones de clientes y generadores a través de un conjunto de infraestructuras de comunicación, sensores, medición avanzada, dispositivos inteligentes y controladores especializados.

En la práctica y más aun pensando en una visón para el país, es difícil plantear programas de respuesta de la demanda estandarizados, ya que cada programa tiende a ser único y dependerá de diversos aspectos, tales como los objetivos de aplicación, los requerimientos normativos y regulatorios en el que se enmarque, los escenarios de despliegue y las características de los actores que involucre. Sin embargo, es posible definir un perfil general si entre los actores se llega a un acuerdo sobre los objetivos que se busque alcanzar a través de la gestión activa de la demanda. Es por esto que, con el apoyo de Colombia Inteligente, el Clúster de Energía del Sur Occidente Colombiano y el Grupo de Investigación Percepción y Sistemas de la Universidad del Valle, se realizó un primer Taller de Respuesta de la Demanda - Visión Colombia, con el fin de apropiar y unificar conceptos y realizar un ejercicio de identificación de la visión, los atributos y características de los programas de respuesta de la demanda a ser implementados en Colombia.

En este documento se presentan los resultados del taller, que contó con la participación de un amplio grupo de profesionales pertenecientes a las áreas comercial, de mercado, operación del sistema y regulación, de diferentes empresas del sector eléctrico colombiano. También participaron representantes del gobierno, instituciones educativas y organizaciones, proveedores de servicios (terceros) y consultores. Los resultados se agrupan en tres secciones, relacionadas con las actividades desarrolladas durante el taller:

1. Perfil de los programas de respuesta de la demanda – Visión Colombia
2. Participación de los actores interesados en las funciones/actividades de los programas RD
3. Asignación de pesos a los atributos de los programas RD

Marco de Referencia

Respuesta de la Demanda - RD

Según el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE), la Respuesta de la Demanda (*Demand Response-RD*) o gestión activa de la demanda, se define como: "cambios en el patrón habitual de consumo de energía eléctrica por parte de los usuarios finales en respuesta a cambios en el precio de la energía en el tiempo o por pagos derivados de incentivos diseñados para inducir menor uso de electricidad en momentos de altos precios en bolsa o cuando la confiabilidad del sistema se encuentre en peligro" [DOE06].

La respuesta de la demanda está dirigida principalmente a los sistemas de distribución y ofrece una oportunidad para que los consumidores (residenciales, comerciales, institucionales y/o industriales) desempeñen un papel activo en el funcionamiento de la red eléctrica, al reducir o cambiar su uso de electricidad durante los períodos pico en respuesta a tarifas variables en el tiempo u otras formas de incentivos financieros, o al integrar fuentes no convencionales de energía [DENG15] [GOMEZ15] [MARTINEZ17] [PALENSKY11]. La respuesta de la demanda implica el uso de tecnologías de medición inteligente, sistemas de comunicación y gestión en tiempo real y nuevos conceptos en mercados de energía [COLOMBIA17].

Entre los beneficios de la respuesta de la demanda se destacan:

- *Beneficios para los participantes:* económicos (incentivos y menores precios de la energía) y en la confiabilidad del suministro.
- *Beneficios para los no participantes:* económicos, debido a la reducción de los precios de la energía.
- *Beneficios para el mercado a corto plazo:* reducción de los gastos de generación, transporte y distribución de energía eléctrica, obtenidos gracias al aumento en la eficiencia de uso de la infraestructura existente.
- *Beneficios para el mercado a largo plazo:* aplazamiento de las inversiones en infraestructura de generación, transmisión y distribución debido al incremento en la capacidad de la red existente al disminuir la demanda pico del sistema.
- *Beneficios para el sistema:* aumento de la confiabilidad y la seguridad del sistema, mayor eficiencia, mejor uso de los recursos de generación y transporte, disminución de la congestión en la red durante las horas pico, mejor balance entre generación y demanda y aumento de la penetración de la generación distribuida gracias a los incentivos y beneficios económicos que genera.
- *Beneficios adicionales:* Estimula la innovación en las opciones disponibles en el mercado minorista, permite a los usuarios programar sus costos y disminuye las emisiones de carbono.

Programas de Respuesta de la Demanda

Un programa de respuesta de la demanda es el conjunto de normas, pactadas entre participantes y prestadores de servicio, diseñadas para estimular a los participantes a

modificar y gestionar sus hábitos de consumo de electricidad y especificar la manera en que las empresas prestadoras de servicio se comprometen a remunerar dicha gestión [CASTELLANOS16] [MARULANDA14]. Además del concepto técnico, se pueden definir como un mecanismo de interacción entre dos agentes principales de la cadena de valor de la energía, los operadores de red o comercializadores y los usuarios finales, por tal razón se diseñan y evolucionan de acuerdo a la dinámica del mercado de energía al que pertenecen [GOMEZ15].

Los programas de respuesta de la demanda tienen las siguientes características:

- Están diseñados para una hora específica, y en particular de aplicación a corto plazo.
- Exige la participación de varios agentes del mercado.
- Las empresas comercializadoras o generadoras deben ofrecer a sus clientes diferentes programas, para que ellos elijan aquel o aquellos que les generen un mayor beneficio.

Los usuarios pueden participar en un programa de respuesta de la demanda si se encuentran en capacidad de modificar voluntariamente sus hábitos de consumo y/o si permiten la variación de su carga de forma remota por parte de los prestadores de servicios [CASTELLANOS16] [MARULANDA14]. La participación puede ser directa o a través de intermediarios (agregadores), quienes representan las capacidades "agregadas" de los clientes al mercado de energía.

En general, existen dos tipos de mecanismos para incentivar la participación de los clientes en los programas de respuesta de la demanda (Figura 1), los programas basados en precios (clasificados como implícitos o no despachables) y los programas basados en incentivos (clasificados como explícitos o despachables) [BALIGEPALLI11] [DOE06] [FERC09] [ZHANG12].

Los programas basados en precios se apoyan en infraestructura de medición y comunicación entre clientes y comercializadores, para ofrecer señales de precio que influyan en los hábitos de consumo de energía eléctrica con el objetivo de aplanar la curva de carga [GOMEZ15]. Existen variaciones de los mecanismos basados en precios, dependiendo del contexto del país y del mercado [COLOMBIA17].

Los programas basados en incentivos pretenden influir en los hábitos de consumo con la finalidad de mejorar la confiabilidad del sistema, reducir la demanda pico y/o trasladar parte de este consumo hacia otros periodos a partir de estímulos económicos vía tarifa, contratos o incluso dinero en efectivo [COLOMBIA17] [DOE06] [MARULANDA14]. El pago recibido por el usuario es acordado previamente. El incentivo no está relacionado con el precio normal pagado por la electricidad y puede involucrar pagos por reducciones, penalizaciones por la no reducción de carga comprometida o ambos. Según la forma de contribución del usuario y el modo como se realizan las variaciones en su consumo, se presentan distintas modalidades.

Figura 1. Clasificación de los programas RD y programas RD típicos

Diseño de programas RD

A medida que los mecanismos de respuesta a la demanda se reconocen cada vez más como una forma efectiva de lograr reducciones de picos de demanda de manera confiable [BASKETTE08], toma gran relevancia explorar la cuestión de cómo diseñar un programa exitoso. Como punto de partida se puede considerar la identificación de requerimientos del sistema de respuesta de la demanda, para lo que es fundamental reconocer la diversidad en los roles que juegan las partes involucradas y las capacidades particulares necesarias para respaldar estos roles [SATCHWELL13].

De forma general los actores involucrados en los procesos de RD se clasifican en:

- *Usuarios finales:* consumidores finales de la electricidad. En el contexto de respuesta de la demanda los usuarios finales se pueden diferenciar por tamaño (por ejemplo, tipos de cliente residencial, comercial e industrial) y por sofisticación (por ejemplo, la habilidad de controlar las cargas de uso final). Esta clasificación puede utilizarse para determinar las necesidades de los usuarios.
- *Proveedores de servicios de reducción (agregadores):* tercero que suministra servicios y/o programas de RD en representación de los usuarios finales (agregación de recursos RD) frente a la empresa de servicios.
- *Operadores de red y comercializadores:* entidades que suministran la demanda y/o requerimientos de energía a los consumidores finales.
- *Operadores del sistema:* organizaciones responsables de la operación e interconexión de la red, facilitando las transacciones del mercado mayorista y las ofertas en los programas RD.

Los actores descritos están relacionados en mayor o menor medida con cada una de las actividades inherentes a la puesta en marcha y operación del sistema de respuesta de la demanda. Estas actividades se categorizan en términos de tres etapas, detallados en la Tabla 1.

Tabla 1. Actividades para la puesta en marcha y operación de sistemas RD

Etapa	Actividad	Objeto
Planeación	*Planificación del sistema*	Planificar la integración de RD al modelo de negocio y arquitectura funcional de los operadores de red y comercializadores.
	Evaluación del mercado	Proyectar las respuestas de los clientes a los programas de RD y a la oferta de productos, determinando así el potencial de recursos RD que es posible impactar.
	Evaluación de oportunidades en sitio	Determinar la factibilidad, la cantidad, los potenciales impactos adversos y los beneficios de la reducción de carga en las instalaciones de los participantes.
	Análisis de costo-beneficio	Estimar y documentar los costos y beneficios obtenidos de los programas de RD vistos desde varias perspectivas (por ejemplo, sociedad, administrador, participante y no participante).
Operación	*Implementación del programa*	Facilitar la ejecución del sistema de RD incluyendo el seguimiento a la operación de los programas implementados. Estas actividades pueden incluir la incorporación de las elasticidades de los precios y las características de los recursos de RD en los pronósticos de carga de los operadores del sistema, para pronosticar con mayor precisión los eventos de día adelantado y en tiempo real.
	Balance de carga /optimización de la red	Mantener continuamente el balance de la generación con respecto a la demanda, para gestionar y optimizar el uso y operación de la red. El equilibrio de carga también incluye la integración de recursos de generación variable (por ejemplo, generación eólica y solar) al sistema.
	Gestión de transacciones (respuesta a precios)	Mantener la infraestructura de comunicación requerida para el envío de notificaciones de eventos (señales de precios o requerimientos de reducciones de carga) de acuerdo al contexto de los programas RD basados en precio implementados.
Verificación	*Liquidación de incentivos*	Determinar las cantidades de carga y/o demanda reducida, así como los procesos para el pago de incentivos a los participantes. Estas actividades también incluyen el establecimiento de las líneas base y la definición de procedimientos para la verificación y el reporte del impacto en la carga
	Evaluación de impacto	Medir y verificar los impactos de la ejecución de los programas RD en la carga real de todo el sistema y/o a nivel de participantes

El análisis para la planeación de un programa abarca una serie de actividades que se llevan a cabo por grupos de actores y varían dependiendo de la función del interesado. Estas funciones analíticas parten de objetivos definidos para el programa RD e incluyen: estimar el potencial de recursos de RD, prever ahorros en los segmentos de clientes, proyectar la participación en el programa y evaluar las preferencias de los clientes y estimar la relación de costo-efectividad [SATCHWELL13].

Diseñar un programa de RD exitoso es un acto de equilibrio, es necesario ajustar varios atributos clave para lograr los objetivos de la empresa de servicios públicos y/o el operador del sistema, al mismo tiempo que se satisfacen las capacidades, limitaciones e intereses de los usuarios finales (Figura 2). El diseño ideal del programa considera las necesidades de la empresa de servicios públicos o del operador del sistema y de los clientes (residenciales, comerciales, industriales y/o institucionales), maximizando el potencial de los recursos de RD [BASKETTE08].

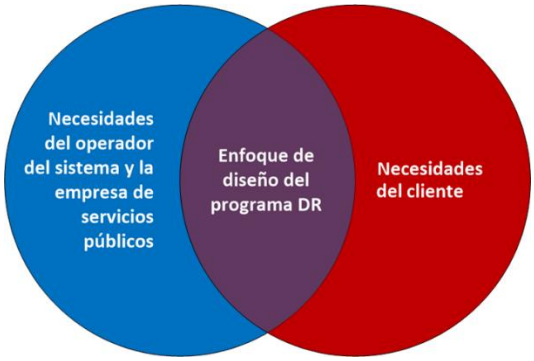


Figura 2. *Balance de necesidades de los interesados en RD*

Un diseño adecuado de programa de RD maximizará la cantidad de usuarios finales que son receptivos al programa (Figura 3), de tal manera que se logre la participación suficiente para satisfacer los requerimientos definidos por los planificadores y operadores del sistema.

Grado de Participación

Menor		Mayor
Bajo	Nivel de compensación (incentivos)	Alto
Simple pero poco exacto	Medición del desempeño	Usa intérvalos de datos históricos/basado en reglas claras
Corta/impredecible	Vida del programa	Larga/determinada
Instantáneo	Periodo de notificación del evento	Horas
24 horas, 7 días de la semana, 365 días del año	Disponibilidad requerida del recurso	Franjas horarias que coinciden con la operación del negocio
Impredecible	Causa de despacho del evento	Determinado
Basada en solo reducción	Tipo de respuesta permitida	Combina reducción y generación
Usura	Penalizaciones	Razonable

Figura 3. Factores de influencia sobre el nivel de participación de los clientes en programas RD

Los principales elementos de diseño que deben equilibrarse al crear un programa de respuesta de la demanda son:

- *Nivel de compensación:* Hace referencia a los incentivos que recibirá el cliente por participar en un programa de respuesta a la demanda. Típicamente cuanta más interrupción tolera un cliente, mayor será el incentivo que recibe. Aunque se espera que cuanto mayor sea el incentivo mayor será la tasa de participación, no siempre esta relación es directamente proporcional.
- *Medición del desempeño:* La medición precisa y la verificación del rendimiento de los programas de RD son elementos clave para determinar el éxito de la respuesta a la demanda. Asegurar que un cliente sea capaz de entender cómo se mide su nivel de reducción de carga y recibir realimentación oportuna acerca de su desempeño, contribuye al éxito de un programa de RD.
- *Vida del programa:* Hace referencia a la duración de un programa RD. Programas de duración corta pueden tener un menor grado de penetración.
- *Periodo de notificación del evento:* Hace referencia a la cantidad de tiempo que el recurso tiene para iniciar la reducción de demanda después de ser notificado un evento de RD. Las notificaciones pueden presentarse con día de antelación (*day-ahead*) o el mismo día del evento (*day-off*). En general, cuanto más corto sea el tiempo para la respuesta, menor será el número de clientes que podrán participar.
- *Disponibilidad requerida del recurso:* Hace referencia a la disponibilidad de los recursos RD para responder al despacho de eventos. Puede ser por temporadas, días de la semana, horas del día y/o duración del evento. Los períodos seleccionados de disponibilidad y operación pueden tener implicaciones significativas en el costo de implementación y la cantidad de recursos de RD participantes en el programa.
- *Causa de despacho del evento:* Hace referencia a los desencadenadores del programa que generan eventos RD. Los desencadenantes pueden incluir "emergencias de la red", márgenes de reserva que caen por debajo de cierto porcentaje, precios del mercado de energía sobre un cierto nivel, reducciones de voltaje y emergencias en la red de distribución local.
- *Tipo de respuesta permitida:* Hace referencia al tipo de respuesta que puede utilizar el participante: reducción de carga y/o generación propia.
- *Penalizaciones:* Hace referencia a las sanciones por incumplimiento en los contratos y programas de RD, establecidas para garantizar la disponibilidad del recurso. Alternativamente, los contratos y programas pueden tener términos para que los pagos del programa se reduzcan o eliminen como resultado del bajo rendimiento.

Resultados del Taller

Partiendo de la base de una apropiación y unificación de los conceptos relacionados con la respuesta de la demanda, durante el taller se desarrollaron 3 actividades (Figura 4), con el objetivo de realizar un ejercicio de identificación de la visión, los atributos y principales características de los programas de respuesta de la demanda a ser implementados en Colombia.

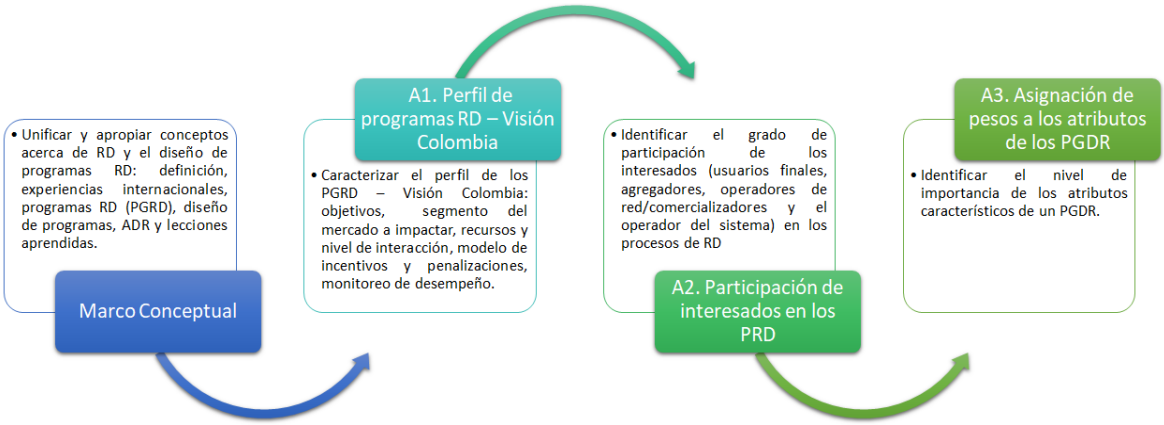


Figura 4. Metodología del taller

Caracterización de los Participantes

En el taller participaron un total de 38 personas pertenecientes a 19 empresas, instituciones y entidades, detalladas en la Tabla 2.

Tabla 2. Empresas, Instituciones y Entidades participantes

Empresas del Sector	• CODENSA S.A. ESP • DICEL S.A ESP • EMCALI EICE ESP • ENERTOTAL S.A ESP • EPSA S.A ESP • FURESAS ESP • JULIA RD S.A ESP • VATIA S.A ESP • XM S.A ESP
Gobierno	• Ministerio de Minas y Energía • Unidad de Planeación Minero Energética - UPME
Consultores y proveedores (terceros)	• GERS S.A • INNOVARI • PTI S.A • RCONSULTING GROUP

Instituciones y Organizaciones	• Red Clúster Energía Suroccidente Colombiano • COLOMBIA INTELIGENTE • Universidad Nacional • Universidad del Valle

La composición del grupo de participantes se detalla en la Figura 5.

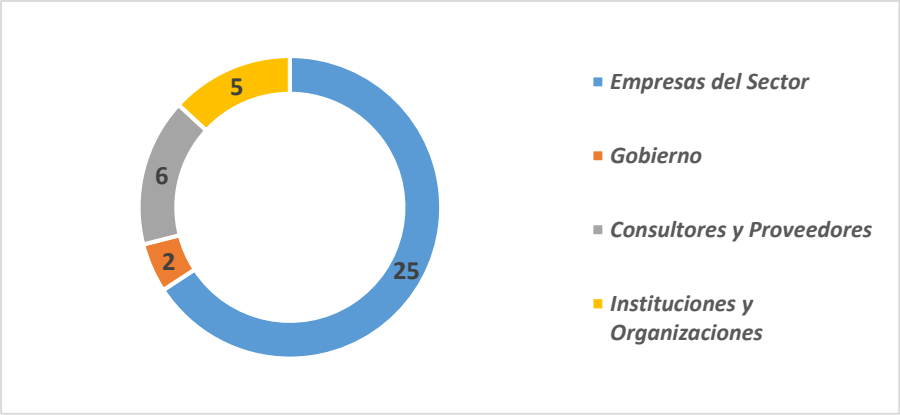


Figura 5. Composición grupo de participantes

Como se observa, el mayor número de participantes pertenecen a empresas del sector entre las que se incluyen el aperador del sistema y empresas con operaciones en los dominios de la generación, transmisión, distribución y comercialización de energía.

Los participantes del subgrupo "Empresas del Sector" pertenecen a diferentes áreas relacionadas directamente con la respuesta de la demanda: operación, mercados, regulación y comercialización (Figura 6).

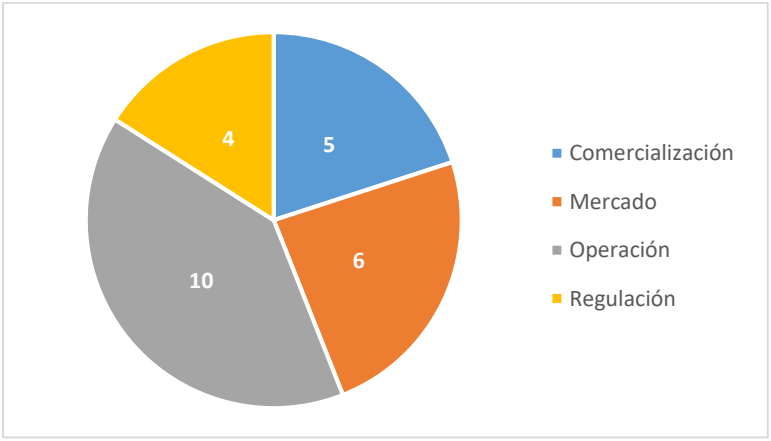


Figura 6. Clasificación de los participantes subgrupo Empresas del Sector – Área de trabajo

Actividad 1. Perfil de los programas RD – Visión Colombia

Los resultados de esta actividad se presentan para cada una de las preguntas planteadas. La participación fue individual.

¿Cuáles son los objetivos más importantes que se deben lograr con el programa RD?

Los resultados obtenidos para esta pregunta se ilustran en la Figura 7. Contempla escenarios a corto, mediano y largo plazo.

De acuerdo con los participantes, en principio la respuesta de la demanda se debe orientar a suavizar el pico de la demanda (aplanamiento de la curva de carga), desplazar patrones de consumo y disminuir la congestión de la red. Con menor énfasis se presenta la respuesta a precios y a situaciones de emergencia en la red.

Se destaca también que a corto plazo la aplicación de RD puede generar nuevas líneas de negocio y permitir estrechar las relaciones cliente-empresa. También se puede aprovechar para incentivar el ahorro de energía y el uso de energías limpias.

A mediano se hacen notorios y destacan los objetivos orientados a planear estrategias de contingencia, evitar penalizaciones y recibir incentivos económicos por cumplimiento de planes o indicadores. A largo plazo se destaca el objetivo de alargar la vida útil de la red y la reducción de su mantenimiento.

Adicionalmente los participantes observaron oportunidades para empoderar el usuario y como herramienta para la participación en el mercado mayorista de energía, en la reducción de restricciones, el cargo de confiabilidad y en la formación de los precios de bolsa. Así mismo para la creación de nuevos modelos de negocio y como medio para trasladar los precios del mercado de energía mayorista al minorista.

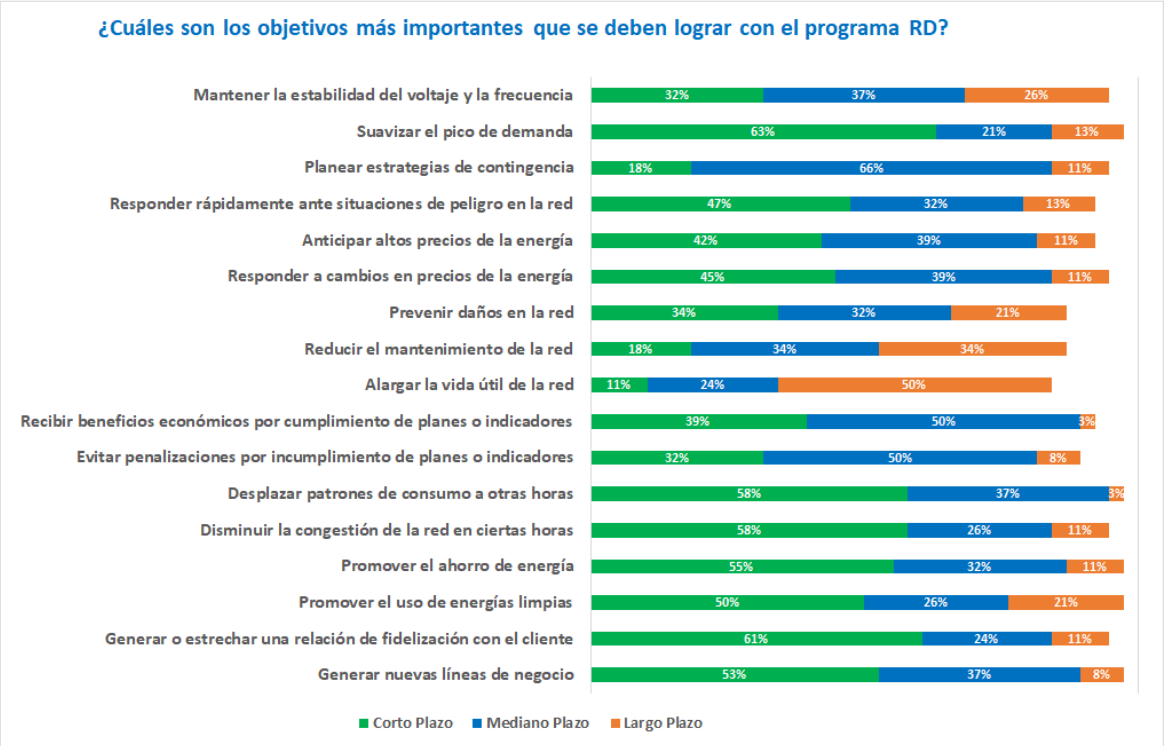


Figura 7. Objetivos RD deseados – Visión Programas RD para Colombia

Alrededor de esta pregunta se destacan las siguientes observaciones realizadas por los participantes:

- La respuesta de la demanda, genera una dinámica nueva al sector eléctrico y plantea nuevos retos en la comercialización de energía, así como una opción en la oferta no sólo para los periodos de crisis, sino como un actor adicional en la canasta energética.
- Los programas deben estar enfocados a que el usuario tenga la capacidad de tomar decisiones acerca de su comportamiento energético obteniendo co-beneficios con el sistema.
- La RD debe ajustarse a las condiciones regulatorias existentes o identificar las que tengan que ajustarse para permitirlo.

¿A qué segmento del mercado, del lado de la demanda, está enfocado el programa RD?

Los resultados obtenidos para esta pregunta se detallan en la Figura 8. Se observa una marcada tendencia a impactar con respuesta a la demanda a grandes y medianas industrias, comercios, instituciones y el sector agrícola. En menor medida el sector residencial, especialmente estratos 5 y 6. Esto se puede explicar debido a que la normatividad y regulación en respuesta de la demanda y elasticidad en la fijación de precios para el sector residencial (mercado regulado) aún es incipiente, caso contrario al contexto de los clientes del mercado no regulado el cual es más flexible.

Adicionalmente se identificaron como posibles segmentos a impactar las fuentes no convencionales de energía, que podrían actuar en su momento como recursos distribuidos (DER).

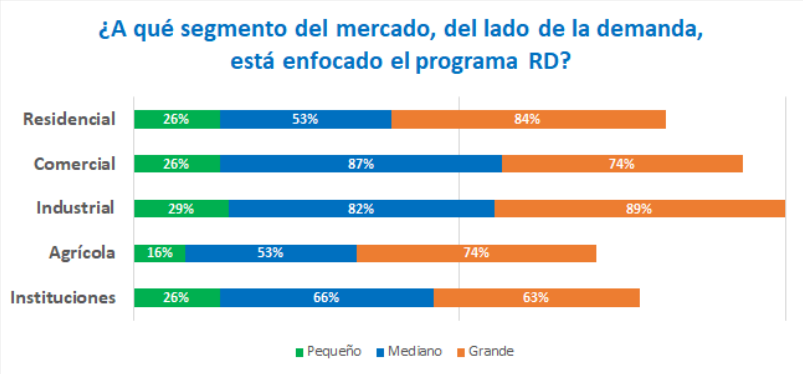


Figura 8. Segmentos del mercado a impactar – Visión Programas RD Colombia

Dentro de las observaciones realizadas en este punto por los participantes se destaca la necesidad de contar con una gama diversa de programas RD, de tal manera que sea posible aumentar el impacto y la participación de los clientes, incluyendo la opción de los agregadores como un posible actor.

¿A qué clase de cargas específicas está enfocado el programa RD?

Los resultados obtenidos con relación a esta pregunta se detallan en la Figura 9.

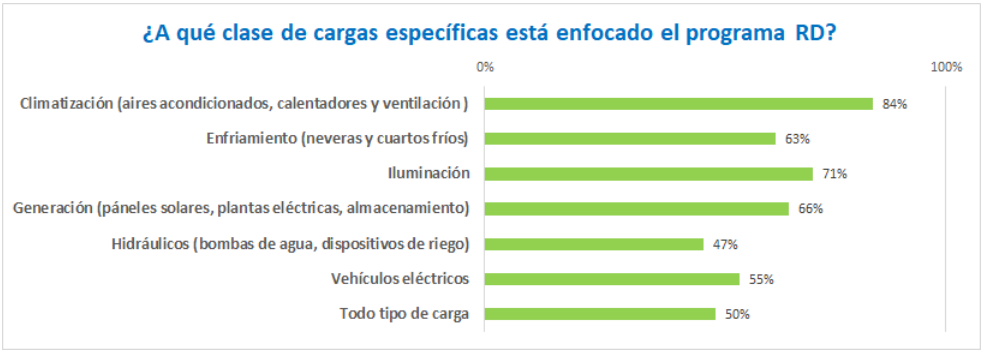


Figura 9. Tipo de cargas a impactar – Visión programas RD Colombia

Entre las posibles cargas a intervenir seleccionadas se destacan las relacionadas con climatización, enfriamiento e iluminación, selección coherente con el entorno ambiental del país y los sectores a impactar. Además, es muy probable encontrar este tipo de cargas asociadas a sistemas de control, lo que facilita en gran medida su intervención. Aparecen además los vehículos eléctricos y los sistemas de generación no convencional que en su momento podrán actuar como recursos distribuidos dentro de la red. Para el sector agrícola se resaltan las cargas relacionadas con los dispositivos de riego.

¿Cuál es el nivel de interacción que el programa RD debe tener con los recursos?

Los resultados se detallan en la Figura 10.

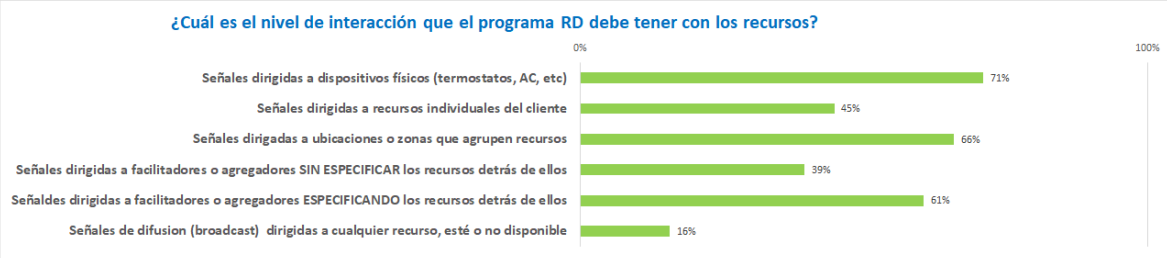


Figura 10. Nivel de interacción con los recursos – Visión Programas RD para COLOMBIA

Se observa una tendencia a interactuar directamente con las cargas o los recursos a intervenir, ya sea de manera individual o agrupada. En menor medida la interacción a través de terceros ya sean facilitadores o agregadores, pero preferiblemente contando con la opción de especificar los recursos a impactar.

¿Cuál es el modelo de incentivos que se ofrecería al participante por suscribirse al programa RD?

Los resultados se detallan en la Figura 11. Se observa una preferencia marcada a entregar incentivos con base en la cantidad de demanda reducida, la disponibilidad y el número de eventos RD participados. Esto implica que, para diseñar el sistema de liquidación se debe construir de manera adecuada la línea base y contar con un sistema de medición inteligente que permita obtener los perfiles de carga detallados de los clientes.

Figura 11. Modelo de Incentivos – Visión Programas RD para COLOMBIA

También se destaca la opción de otorgar un periodo de prueba, de tal manera que se pueda blindar al cliente de impactos económicos negativos cuando su desempeño dentro de un programa RD sea bajo. Esta condición favorecerá el incremento de la base de participantes.

¿Cuál es el modelo de penalización que se ofrecería al participante en el programa RD?

En la Figura 12 se ilustran los resultados obtenidos. Acorde con el modelo de incentivos planteado en la pregunta anterior, se observa que el modelo de penalizaciones se

orienta a definir rebajas en los incentivos otorgados y/o multas por la no participación en los eventos RD o por no alcanzar los niveles de reducción de demanda comprometidos. Se resalta también la sobretasa en la tarifa, la cual aplicaría para el diseño de programas basados en precios tales como TOU y CPP y requiere de una elasticidad de los precios de la energía.

Figura 12. Modelo de Penalizaciones – Visión Programas RD para COLOMBIA

Como alternativas de penalización los participantes plantearon la aplicación de multas por la no participación reiterada en eventos e inclusive la suspensión temporal del participante en el programa.

¿Qué atributos de tiempo y frecuencia deben tener los programas RD?

Los resultados relacionados con este punto se pueden observar en la Figura 13. Como punto más importante se resalta la definición de la duración y el tiempo de notificación de los eventos. Esto implica una planeación adecuada del sistema de respuesta a la demanda, así como una caracterización de los clientes y sus capacidades de respuesta a eventos RD.

Figura 13. Atributos de tiempo y frecuencia - Visión Programas RD para COLOMBIA

Adicionalmente los participantes plantean como opción la definición y diferenciación entre periodos opcionales y periodos obligatorios de participación.

¿Cómo el programa RD determinará la disponibilidad de los recursos?

La Figura 14 detalla los resultados obtenidos para esta pregunta. Se observa una tendencia marcada a definir y acordar la disponibilidad de los recursos a través de un estudio previo, limitando las opciones de anulación o no participación en eventos por parte de los clientes. Estos acuerdos deben quedar plasmados en los contratos pactados con los participantes. También se destaca la opción de nominación, la cual está estrechamente ligada a los programas de capacidad, en donde la disponibilidad de los recursos asociados a respuesta de la demanda es pre-acordada y puede variar en periodos de tiempo cortos.

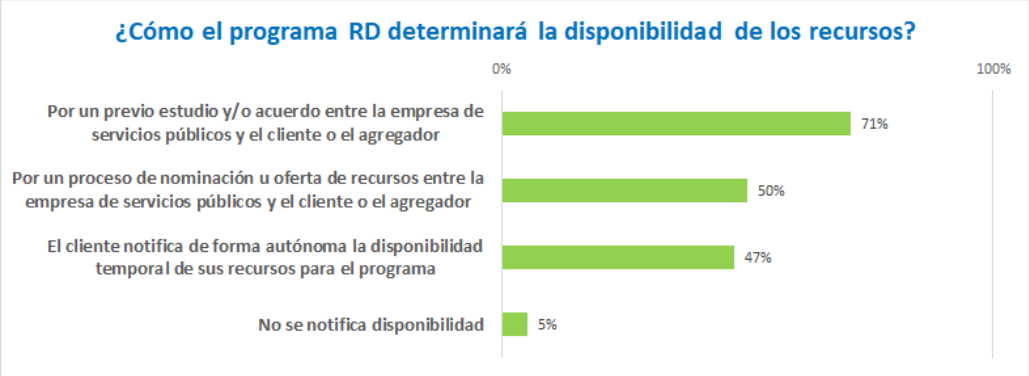


Figura 14. Disponibilidad de recursos - Visión Programas RD para COLOMBIA

¿Cómo se debe monitorear el desempeño del recurso que participa en el evento?

En la Figura 15 se observan los resultados obtenidos. Se resalta una marcada tendencia a monitorear el desempeño de los recursos a través de sus perfiles de carga. Esto implica disponer de esquemas apropiados de medición inteligente para el diseño de programas basados en precio y adicionalmente para los programas basados en incentivos contar con líneas base bien definidas. Adicionalmente los participantes plantean el monitoreo en tiempo real de las cargas intervenidas, pero se debe tener en cuenta que la tecnología requerida para lograr esta medición focalizada puede incrementar los costos de implementación de los programas.

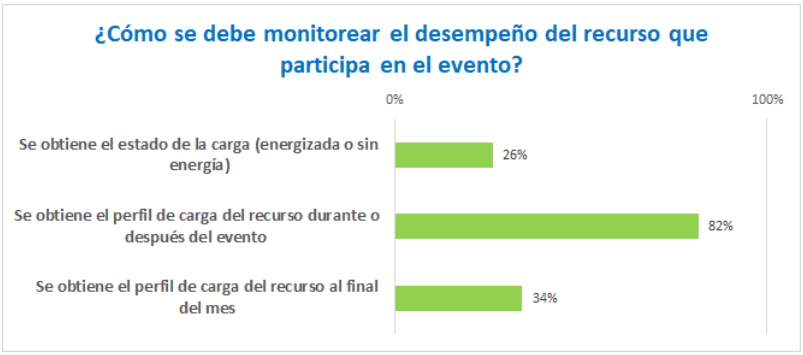


Figura 15. Monitoreo de desempeño - Visión Programas RD para COLOMBIA

Actividad 2. Participación de los interesados en las funciones /actividades de los programas RD

Para esta actividad los participantes se dividieron y organizaron aleatoriamente en siete grupos de trabajo.

El resultado consolidado del ejercicio se ilustra en la Figura 16. Las áreas sombreadas identifican las actividades en donde, de acuerdo al estado del arte, típicamente interviene cada uno de los interesados.

Nivel de participación
- ● Completa
- ◑ Media
- ◔ Baja
- ○ No participa

Función/Actividad			INTERESADOS			
			Usuario Final	Agregadores	Operadores de Red y Comercializadores	Operador y administrador del sistema
Planeación		Planeación del sistema	◔	◑	●	●
		Evaluación del mercado	○	●	◑	◑
		Evaluación de oportunidades en sitio	◑	●	◑	◔
		Proyección costo/beneficio	◔	●	●	◑
Operación		Implementación del programa	◔	●	◑	●
		Balance de carga/optimización de la red	◔	◔	●	●
		Gestión de transacciones (Respuesta a precios)	◑	●	◑	◔
Verificación		Liquidación de incentivos	◔	●	◑	◑
		Evaluación de impactos	◔	◑	◑	●

Figura 16. Nivel de participación de los interesados

De acuerdo con el resultado el Usuario Final participa, en menor o mayor grado, prácticamente en todas las actividades con excepción de la evaluación del mercado que por lo general corresponde al interesado encargado de implementar y operar el programa. En especial se destaca su participación en la evaluación de oportunidades en sitio, lo que es congruente ya que el programa RD impactara en su proceso productivo y/o el confort de sus instalaciones según sea el caso. En el caso de liquidación de incentivos se define una participación baja, a pesar de que se espera que el participante en un programa RD este directamente involucrado en la verificación de dicha liquidación.

Para el caso de los Agregadores se observa una participación alta en todas las actividades de planeación y especialmente en la implementación del programa en las actividades de operación y la liquidación de incentivos en las actividades de verificación. Esto se justifica en que el Agregador, al ser un representante del Usuario Final, deberá interactuar con los otros dos actores interesados: Operadores de Red/Comercializadores y el Operador del Sistema. Además, debido a su modelo de negocio, de cara al Usuarios Final, el Agregador es el encargado de administrar sus

propios programas RD y frente a los Operadores de Red/Comercializadores, es el responsable alcanzar los niveles de reducción de demanda comprometidos.

En cuanto a los Operadores de Red y Comercializadores, se observa que aunque actúan en todas las actividades de planeación, operación y verificación, su nivel de participación es menor al de los agregadores. Sin embargo, ellos mismos se pueden convertir en agregadores frente al Operador del Sistema o en auto-agregadores. Bajo estas condiciones tendrían un nivel de participación muy alto en todas las actividades. Su papel es preponderante en la planeación del sistema y la proyección del costo/beneficio ya que son los actores que conocen y gestionan la demanda, el mercado y el sistema de distribución.

Por su parte, el Operador del Sistema tiene una alta relevancia en la planeación del sistema de respuesta de la demanda, debido a que es el actor que coordina, administra y vigila todo el sistema eléctrico nacional, por lo que es directamente responsable de mantener la estabilidad de la red. Además, es el encargado de liquidar el mercado de energía. Esto lo convierte en el actor que generará las señales para desencadenar los eventos de respuesta de la demanda, por lo que su participación en las actividades de operación (implementación, balance de carga, optimización de la red y respuesta a precios) y en la evaluación de impactos, es imprescindible.

En la Figura 17 se observa el grado de participación de cada uno de los interesados con relación a las actividades de planeación.

En las actividades de planeación del sistema la participación más alta corresponde a los Operadores de Red/Comercializadores y al Operador del Sistema. En la evaluación del mercado se observa un mayor grado de participación del Agregador, y en la evaluación de oportunidades en sitio se resalta el papel del Usuario Final. En la proyección costo/beneficio la participación de todos los actores es equilibrada.

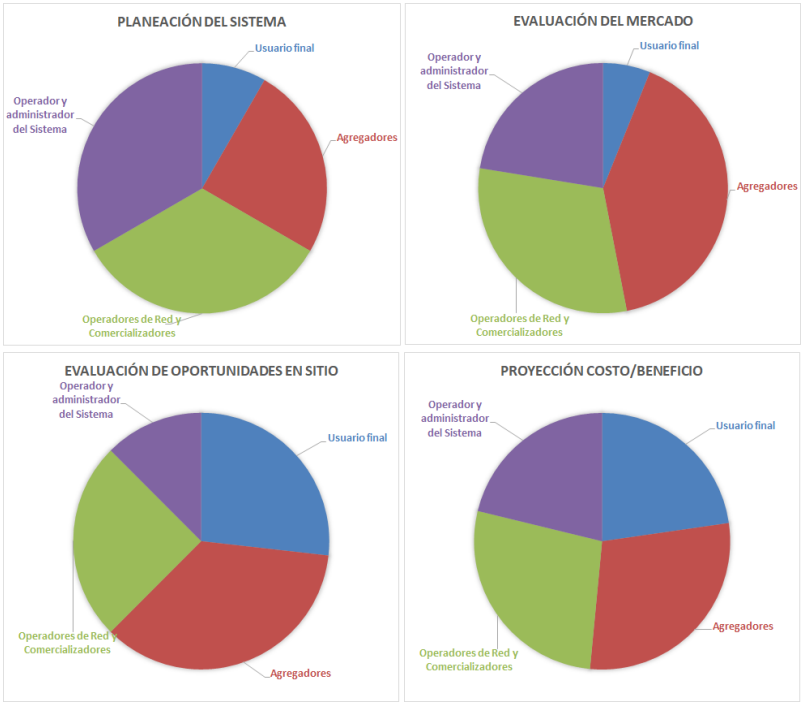


Figura 17. Grado de participación de los interesados – Actividades de Planeación

En la Figura 18 se puede observar los niveles de participación de los interesados en las actividades de operación.

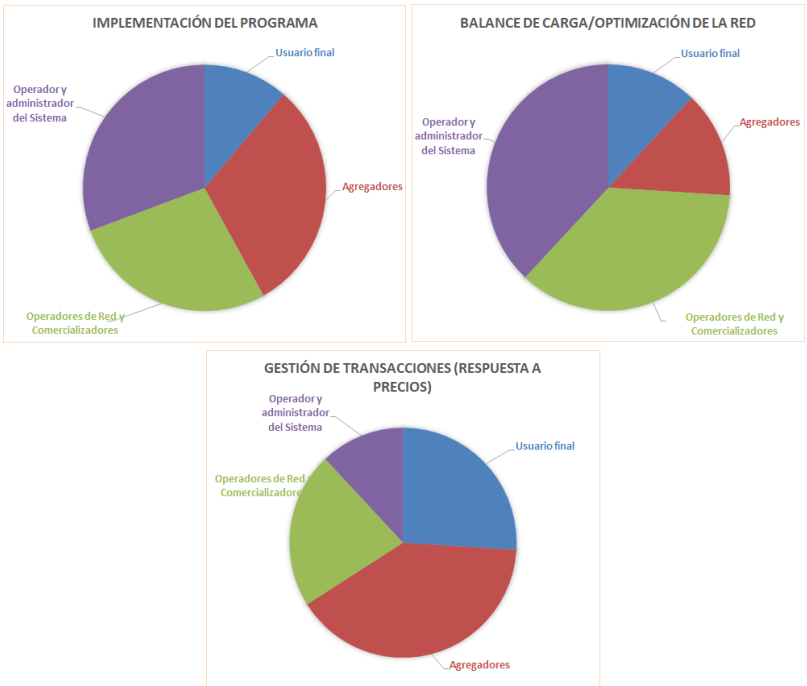


Figura 18. Grado de participación de los interesados – Actividades de Operación

Se observa que en la implementación del programa el Usuario Final tiene una participación muy baja comparada con los otros interesados. Para las actividades balance de carga y optimización de la red se observa la importancia de los Operadores de Red/Comercializadores y del Operador del Sistema, justificada en que son los encargados del control y gestión del todo el sistema eléctrico. Para las actividades de respuesta a precios se resalta el bajo nivel de participación determinado para el Operador del Sistema, a pesar de ser el encargado de gestionar el mercado de energía.

En la Figura 19 se detalla el grado de participación en las actividades de verificación. La intervención en los procesos de liquidación de incentivos es equilibrada para todos los interesados, teniendo en cuenta que el Agregador es un representante de usuarios finales. En cuanto a la evaluación de impactos se destaca el papel del Operador del Sistema, dado sus funciones de monitoreo y coordinación de sistema eléctrico, así como de gestión del mercado de energía.

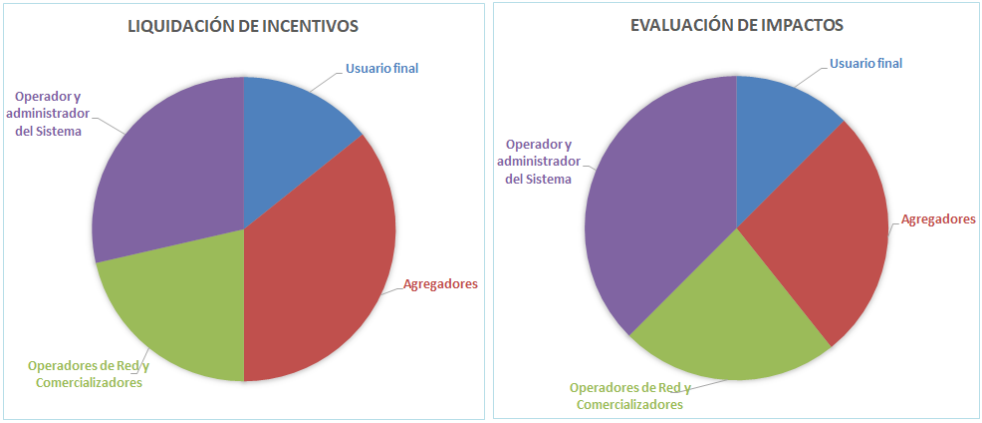


Figura 19. Grado de participación de los interesados – Actividades de Verificación

Actividad 3. Asignación de pesos a los atributos de los programas RD

Teniendo en cuenta los principales factores que influyen en los niveles de participación y penetración de la respuesta de la demanda, los grupos de trabajo calificaron de 1 a 10 el nivel de importancia o peso de los atributos que caracterizan los programas RD.

En la Figura 20 se detallan los resultados reportados por cada uno de los grupos. Se observan diferencias marcadas entre las calificaciones dadas por cada grupo a cada uno de los atributos. Estas diferencias pueden estar originadas en la diversidad de los participantes del taller, tanto en la organización a la que pertenecen como en las áreas en que se desempeñan, generando visiones y perspectivas diferentes, alrededor de cada ítem evaluado.

Sin embargo, se observa que hay cuatro atributos que tuvieron una calificación similar y alta en todos los grupos:

- Nivel de compensación (incentivos).

- Penalizaciones.
- Medición del desempeño.
- Disponibilidad requerida del recurso

Estos atributos están directamente relacionados con la liquidación de los incentivos para los participantes en los programas RD.

Los demás atributos están relacionados en mayor medida con la implementación técnica de los programas y obtuvieron los pesos más bajos.

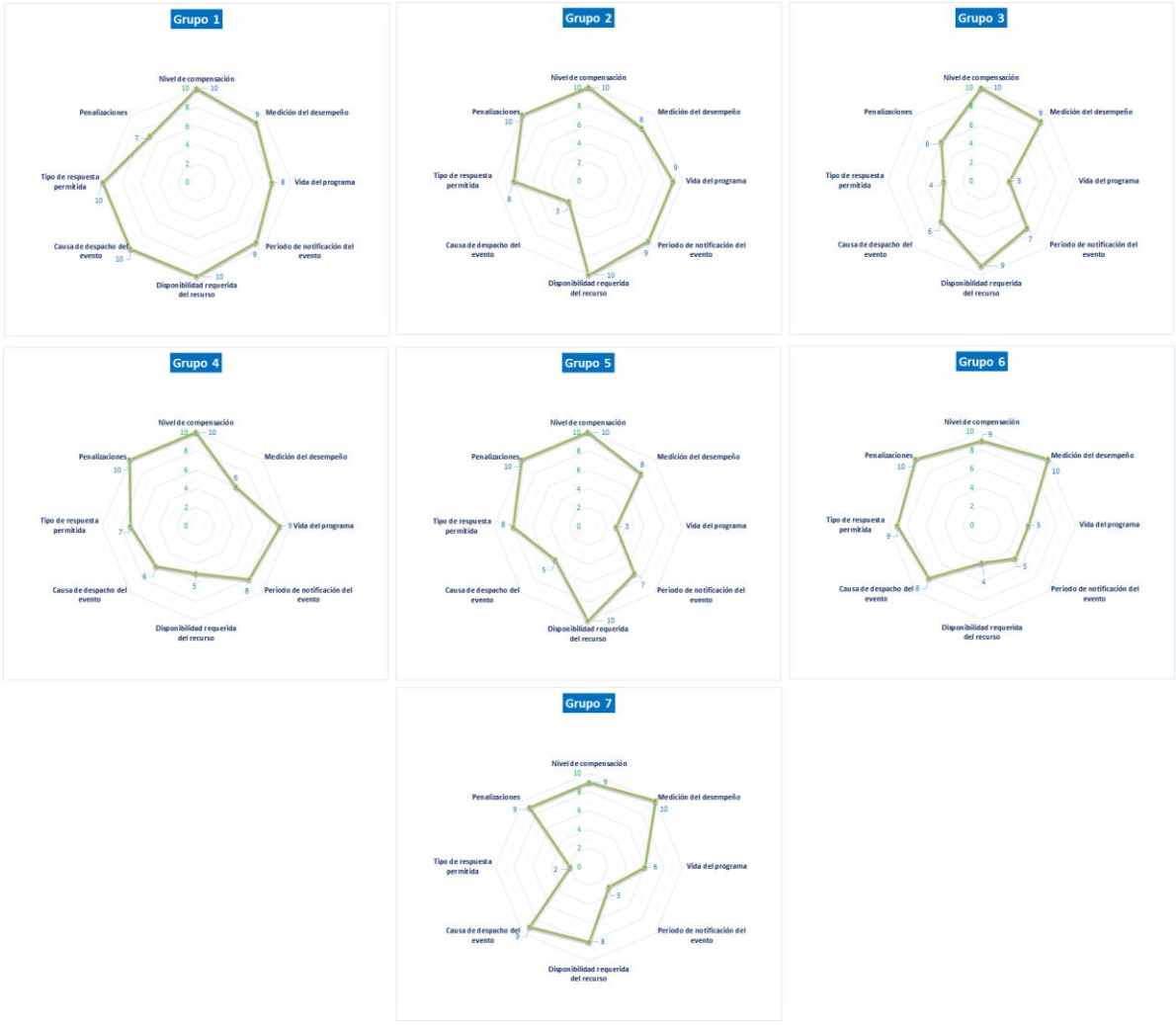


Figura 20. Pesos por Atributo – Resultados por grupo

En la Figura 21 se detalla la respuesta consolidada de todos los grupos, obtenida al promediar el peso asignado a cada uno de los atributos.

Se observa que los pesos más altos se dieron a los tres atributos relacionados con la liquidación de incentivos: Nivel de compensación, Penalizaciones y Medición del desempeño. Esto marca la importancia de estos atributos, en especial si se tiene en cuenta que estos son los que se pactan directamente en los contratos y deben estar

enmarcados dentro de la regulación vigente, afectando tanto a los participantes de los programas RD como a las empresas. De ahí la importancia de contar con políticas regulatorias y normatividad bien definidas con relación a estos tres aspectos.

Figura 21. Resultado Consolidado – Pesos por Atributo

Otro de los atributos calificados con mayor peso fue el de la disponibilidad requerida del recurso. Esto debido a que es otro de los puntos importantes definidos cuando un cliente decide participar en un programa RD. Se destaca además que este atributo está directamente relacionado con las herramientas que se determinen, normativamente o a través del contrato, para verificar dicha disponibilidad.

La Vida del Programa es el atributo con el peso más bajo. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las lecciones aprendidas indican un mayor grado de participación cuando este atributo está bien definido.

Conclusiones

Con base en los resultados obtenidos del taller se puede concluir:

- Se identificaron como principales objetivos de corto plazo suavizar el pico de demanda, desplazar los patrones de consumo y disminuir la congestión de la red en ciertas horas. Estos objetivos se pueden alcanzar a través de la implementación de programas basados en precios tales como tiempo de uso (TOU) precios de pico crítico (CPP) o precios en tiempo real (RTP), los cuales requieren de un modelo elástico de precios o tarifas de la energía. A mediano plazo se identifican como objetivos aquellos orientados a planear estrategias de contingencia, evitar penalizaciones y recibir incentivos económicos por cumplimiento de planes o indicadores, los cuales se pueden soportar en programas basados en incentivos, como por ejemplo programas de mercado de capacidad u oferta de demanda, en donde el cliente y el operador puedan acordar un compromiso de capacidad y de disponibilidad. Esto implica necesariamente que se deben generar políticas y un marco regulatorio adecuados para motivar la implementación de la respuesta de la demanda como un nuevo actor en la canasta energética.
- La aplicación de la respuesta de la demanda en el corto plazo puede generar nuevas líneas de negocio para las empresas del sector, basadas en una participación más activa de los usuarios del servicio en el sistema, que inclusive se pueden aprovechar para estrechar las relaciones cliente-empresa.
- Como principal segmento del mercado a impactar con respuesta a la demanda se identificó a grandes y medianas industrias, comercios, instituciones y el sector agrícola. Esto es explicable ya que típicamente este tipo de clientes cuentan sistemas de generación propia y con tecnologías de gestión y control de cargas, que facilitan el despliegue y la participación en programas de respuesta de la demanda. Además, pueden pertenecer al mercado no regulado en donde la fijación de precios en el marco regulatorio actual es más flexible.
- En el sector residencial y como segmento de mercado a impactar se identificó en menor medida a los estratos 5 y 6 (mercado regulado), dado que se requiere de ajustes en la normatividad y regulación del mercado con relación a la respuesta de la demanda y la flexibilidad en la fijación de precios. Este tipo de clientes y los pequeños comercios e industrias podrían estar agrupados y gestionados a través de la figura de agregadores.
- Como principales cargas a intervenir se identificaron el sistema de climatización, enfriamiento e iluminación. También los recursos de energía distribuidos (almacenamiento, generación no convencional, vehículos eléctricos, entre los más importantes). Se observa una preferencia a interactuar directamente con las cargas que inclusive pueden estar agrupadas a través de agregadores, siempre y cuando los recursos que éstos gestionan estén especificados. Para

lograr un despliegue amplio y escalable bajo este esquema se requiere de la utilización de tecnologías estandarizadas, de tal manera que se proporcione un ambiente de interoperabilidad entre los diferentes componentes y dispositivos del sistema.

- El modelo de incentivos debe estar orientado principalmente al pago por la cantidad de demanda reducida y al pago por la disponibilidad de capacidad para atender eventos de respuesta de la demanda, situación que se aplica principalmente a los programas basados en incentivos. Bajo este modelo se debe contar con líneas base bien definidas, inclusive estandarizadas, que sean claras para todos los interesados. También se contempla el manejo de periodos de prueba sin riesgo de penalización, lo que permitirá ajustar con los clientes en el tiempo los términos del contrato y los requerimientos tecnológicos para alcanzar y cumplir los compromisos pactados. Además, se observa una clara relación entre el modelo de incentivos y el modelo de penalizaciones.
- La disponibilidad de los recursos, así como las características de los eventos de respuesta de la demanda (en especial la duración y el tiempo de notificación) deberán estar especificados dentro de los contratos. Dicha especificación debe estar soportada en una evaluación técnica de las capacidades de respuesta y reducción de carga de los clientes.
- El monitoreo del desempeño de los recursos durante eventos de respuesta de la demanda estará basado principalmente en la información obtenida del perfil de carga, lo que implica el uso de sistemas de medición inteligente. Bajo esta perspectiva se pueden tener grados de penetración de los programas RD altos, ya que los clientes pertenecientes al mercado no regulado ya cuentan con este tipo de tecnología y que para los usuarios residenciales el país definió dentro de su mapa de ruta el despliegue masivo de la infraestructura de medición avanzada.
- El Usuario Final participa en la mayoría de las actividades de planeación, operación y verificación, con mayor grado en aquellas donde está directamente involucrado: la evaluación de oportunidades en sitio (evaluación de sus capacidades de reducción de carga y disponibilidad), en la respuesta a precios y en la liquidación de incentivos por su participación.
- Los Agregadores y Operadores de Red/Comercializadores participan en todas las actividades, con un grado menor de participación de los Operadores de Red/Comercializadores. Esto se puede explicar en que los Agregadores actuaran frente a los demás interesados como los representantes del Usuario Final. Sin embargo, se debe tener en cuenta que tecnológica y operativamente los Operadores de Red/Comercializadores pueden actuar como Agregadores e inclusive como auto-agregadores.
- Dada sus funciones y características, el Operador del Sistema tiene una alta participación en la actividad de planeación del sistema, las actividades de operación y en la evaluación de impactos. Dentro de las actividades de operación su grado de participación en la gestión de transacciones (respuesta a precios) es menor, pero se debe tener en cuenta que al ser el responsable de

la administración del mercado de energía será el actor que anticipara y generará las señales para desencadenar eventos que activen los programas de respuesta a la demanda basados en precio.

- A pesar que se observan entre los grupos de trabajo diferencias marcadas en la asignación general de pesos a los atributos, hay una similitud en los valores definidos para los atributos de Nivel de compensación, Penalizaciones, Medición de desempeño y Disponibilidad requerida del recurso, que adicionalmente fueron los más altos. Esto resalta su importancia y más aún si se tiene en cuenta que estos atributos son los que se pactan directamente en los contratos, por lo que deben estar enmarcados dentro de políticas regulatorias y un marco normativo claro y bien definido.

Referencias bibliográficas

[BALIGEPALLI11] Baligepalli M., Pradhan V., Khaparde S. Review of Demand Response under Smart Grid Paradigm. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies. 2011.

[BASKETTE08] Baskette H., Brief K. Designing a Successful Demand Response Program: It's Not Your Grandfather's Load Control Program. EnerNOC Inc. 2008.

[CASTELLANOS16] Castellanos L., López S. Evaluación del aplanamiento de la curva de carga en el estrato cuatro (4) de la ciudad de Bogotá por medio de programas de respuesta a la demanda. Proyecto de Grado. Universidad Distrital Francisco José de Caldas. 2016.

[COLOMBIA17] Referenciamiento Servicio de Demanda Activa. Colombia Inteligente. Documento de Trabajo. 2017.

[DENG15] Deng R., Yang Z., Chow M., Chen J. A Survey on Demand Response in Smart Grids: Mathematical Models and Approaches. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS. 2015.

[DOE06] Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recomendations for Achieving Them. U.S Deparment of Energy DOE. 2006.

[FERC09] A National assessment of demand response potential. Federal Energy Regulatory Commission FERC. 2009.

[GOMEZ15] Gómez J., Carvajal S., Arango A. Programas de gestión de demanda de electricidad para el sector residencial en Colombia: Enfoque sistémico. Revista Energética. Universidad Nacional de Colombia. 2015.

[MARTINEZ17] Martínez W. Identificación de las variables relevantes para implementar la respuesta a la demanda de energía eléctrica en Colombia. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia. 2017.

[MARULANDA14] Marulanda G. Impacto de un programa de respuesta de la demanda eléctrica en el sector de gas natural. Tesis Maestría. Universidad Tecnológica de Pereira. 2014.

[PALENSKY11] Palensky P., Dietrich D. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. IEEE TRANSACTIONS ON INDUSTRIAL INFORMATICS. 2011.

[SATCHWELL13] Satchwell A., Goldman C. An assessment of analytical capabilities, services and tools for demand response. Berkeley Lab, Cadmus Group Inc. 2013.

[ZHANG12] Zhang Q., Li J. Demand Response in Electricity Markets: A Review. 9th International Conference on the European Energy Market. 2012.

Estrategias para la Gestión de la Demanda (DSM)[1]

Sandra Téllez, Oscar Duarte
smtellezg@unal.edu.co, ogduartev@unal.edu.co

I. MARCO CONCEPTUAL

Diferentes autores han planteado definiciones para la Gestión de la Demanda de electricidad (DSM) [1]–[4]. Revisiones publicadas previamente [5], [6] presentan la DSM como un campo que ha evolucionado desde la década de los 70 en el que se incluyen técnicas y programas tradicionales de Respuesta a la Demanda [7]–[10] en los que se busca una respuesta del cliente y por lo tanto una modificación de su curva de carga. Debido al desarrollo conceptual en idioma inglés y en castellano, en la literatura también se encuentran definiciones como Gestión Activa de la Demanda Eléctrica GAD [11], [12] que hace referencia a las mismas descripciones de DSM. En este trabajo, la Gestión de la Demanda (DSM) se define como el conjunto de estrategias encaminadas a modificar los patrones de consumo de energía de los usuarios finales conectados a una red eléctrica inteligente, tanto en el tiempo de uso como en la magnitud de carga requerida, con el propósito de optimizar diferentes aspectos del sistema. Las estrategias incluyen, entre otros, planificación, control y operación del sistema eléctrico, esquemas tarifarios y de incentivos para el consumo de energía, regulaciones y normatividad de uso local.

Se plantean las siguientes dimensiones:

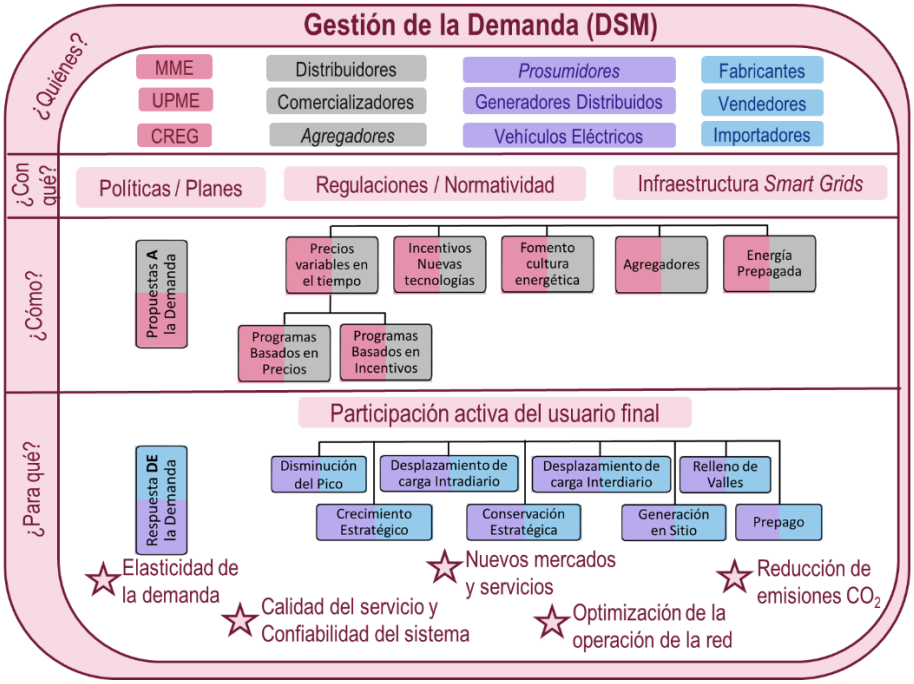


Figura 1: Dimensiones de DSM

[1] Téllez, Sandra. Planteamiento de Estrategias para la Gestión de la Demanda desde el Usuario Activo en una Red Eléctrica Inteligente. Bogotá, 2018. Tesis doctoral no publicada. Universidad Nacional de Colombia.

A. ¿Quiénes?

Se refiere a los diferentes actores involucrados en la Gestión de la Demanda. Estos pueden ser entidades de orden nacional, empresas y organizaciones dedicadas a la distribución y comercialización de energía, nuevos tipos de usuarios finales de energía y otros actores.

B. ¿Cómo?

Esta dimensión comprende las herramientas que deben disponerse para poder implementar Gestión de la Demanda. Se convierten en requisitos indispensables para lograr los objetivos asociados.

1. Políticas y planes:

Dado que la Gestión de la Demanda puede considerarse como un proyecto o línea estratégica que involucra varios actores y acciones a diferentes niveles de ejecución, es necesario que se plantee desde un alto nivel jerárquico. Esto quiere decir que se hacen necesarias políticas de orden nacional, planes estratégicos que permitan organizar y ejecutar los componentes necesarios, que en este caso están asociados a la prestación de un servicio público. Se espera que estas políticas y planes incluyan la Gestión de la Demanda en la agenda de las entidades estatales correspondientes [13], establezcan objetivos generales de país, definan las características de los posibles escenarios, entre otras. *La Gestión de la Demanda también debe considerarse en los planes y políticas de las utilities.*

2. Regulaciones y normatividad:

Se debe garantizar un marco regulatorio que permita y legisle la participación de todos los actores y la ejecución de los mecanismos. Algunas de los asuntos a incluir son: Establecer una fecha de inicio de vigencia de la normatividad junto con la determinación de a quienes les aplica, seleccionar las normas técnicas necesarias, determinar las reglas para el funcionamiento de nuevos mercados energéticos, incluir la participación activa de los nuevos tipos de usuarios.

3. Infraestructura: Smart Grids.

Es necesario que a la red eléctrica tradicional se sume una infraestructura de información que garantice la bidireccionalidad de los flujos de potencia y comunicaciones que la transforme en una red eléctrica inteligente. Se requieren entonces nuevos criterios y consideraciones que impacten transversalmente en todas las acciones efectuadas sobre la red. Se debe garantizar la interoperabilidad de todos los elementos y el cumplimiento de estándares: también es necesario determinar los protocolos de comunicación a utilizar, entre otros parámetros.

C. ¿Cómo?

Son las propuestas **A** la demanda, es decir las propuestas que pueden realizar las *utilities* al cliente. Esta dimensión reúne las estrategias que pueden implementarse para obtener modificaciones de los patrones de

consumo de los usuarios; y que pueden tener implicaciones de diversas índoles que pueden analizarse desde diferentes perspectivas. El código de colores de las estrategias de la figura 1 se asocia a los actores involucrados en la ejecución en cada una.

1. *Precios variables en el tiempo**:** Agrupa todos los esquemas de tarifas diferenciadas o dinámicas: Programas basados en pecios y programas basados en incentivos.*
2. Incentivos a Nuevas Tecnologías: Son programas en los que, a través de incentivos directos para el usuario final, se desarrollen de las condiciones de mercado para impulsar la penetración y adopción de nuevas tecnologías de uso final de energía con mayor eficiencia energética. También debe fomentar la adquisición de nuevos equipos asociados a generación distribuida.
3. Fomento a cultura energética: La inclusión de nuevas tecnologías en equipos de uso final y en sistemas de medición de energía requieren de programas de educación, sensibilización y fomento de la cultura energética que permitan al usuario final optimizar los beneficios. Adicionalmente, acciones como el reemplazo tecnológico de equipos por sí solo no garantiza la reducción del consumo. Las campañas pedagógicas deben encaminarse a todas las acciones con las que el usuario modifique voluntariamente su consumo [14], con base en la disponibilidad de información de su consumo en tiempo real, la divulgación pública de valores de consumos históricos y proyecciones y el fomento de una cultura energética de ahorro. En Colombia, experiencias como la campaña “Apagar Paga”, liderada por el presidente Santos y basada en un sistema de incentivo y castigo por el ahorro o malgasto de energía, dieron como resultado el ahorro de 529 GWh en el período comprendido entre el 7 y el 30 de Abril de 2016 [15].
4. Agregadores: Aprovechando la existencia de los Agregadores, los usuarios pueden decidir presentar su demanda de energía ante el sistema a través de esta figura. Así mismo, puede vender a la red sus excedentes de energía generada en sitio de manera agregada.
5. Energía prepagada: Es un sistema de suministro de energía eléctrica en el cual el cliente puede comprar por adelantado energía al comercializador, para luego consumirla hasta agotar el crédito.

D. ¿Para qué?

El principal propósito de la gestión de la demanda es la participación activa del usuario final de energía. Habilitar al cliente para que modifique sus patrones de consumo con base en la información en tiempo de real de sus consumos, de señales de precio y otras medidas habilitantes. Estos cambios en los consumos del cliente son entonces la respuesta **DE** la demanda. Las características intrínsecas de cada cliente, el contexto en donde se encuentre y las señales externas que reciba influirán en la respuesta de la demanda.

Como consecuencia de la participación activa del cliente se obtiene una modificación de la curva diaria de demanda, que generalmente ocurre de alguna de las formas ya conocidas [7]. La elección de la técnica

depende de caso de aplicación, ya que existen diferentes necesidades sobre el control del uso de energía del cliente que dependen principalmente de la forma de la curva de carga típica, de la disponibilidad y participación de fuentes de generación renovable y de las características particulares del usuario final.

II. ESTRATEGIAS DE IMPLEMENTACIÓN

La combinación de actores, herramientas, mecanismos y propósitos expuestos previamente hace que los sistemas de gestión de la demanda de energía eléctrica deban plantearse de forma diferente para cada ámbito de consumo. Se requieren entonces, estrategias de implementación específicas de DSM para lograr la participación activa del usuario final de energía en diferentes contextos. Es necesario considerar la DSM como un programa estratégico que contiene diferentes instancias. La diapositiva lista algunas de las acciones asociadas a nivel. Esta jerarquización también permite establecer actores para cada uno.

Cada usuario final de energía está determinado por parámetros propios, que se asocian con su contexto específico local. El consumo de energía eléctrica varía de acuerdo a condiciones como la localización geográfica, el tamaño de la ciudad o pueblo, la actividad económica a la que se dediquen, el estrato socioeconómico, condiciones socioculturales, motivadores ambientales, entre otras. A partir de estas condiciones previamente establecidas, cada usuario tiene un consumo histórico de energía que generalmente sigue patrones diarios de comportamiento. Si se dispone de sistemas de medición inteligente, es posible conocer y analizar dichos consumos históricos.

Si el usuario final recibe propuestas que promuevan los cambios en sus patrones de consumo y cuenta con herramientas, factores habilitantes y la participación de diferentes actores, entonces es posible que modifique las cantidades y horarios de energía que consume. En este caso se obtendría una respuesta de la demanda.

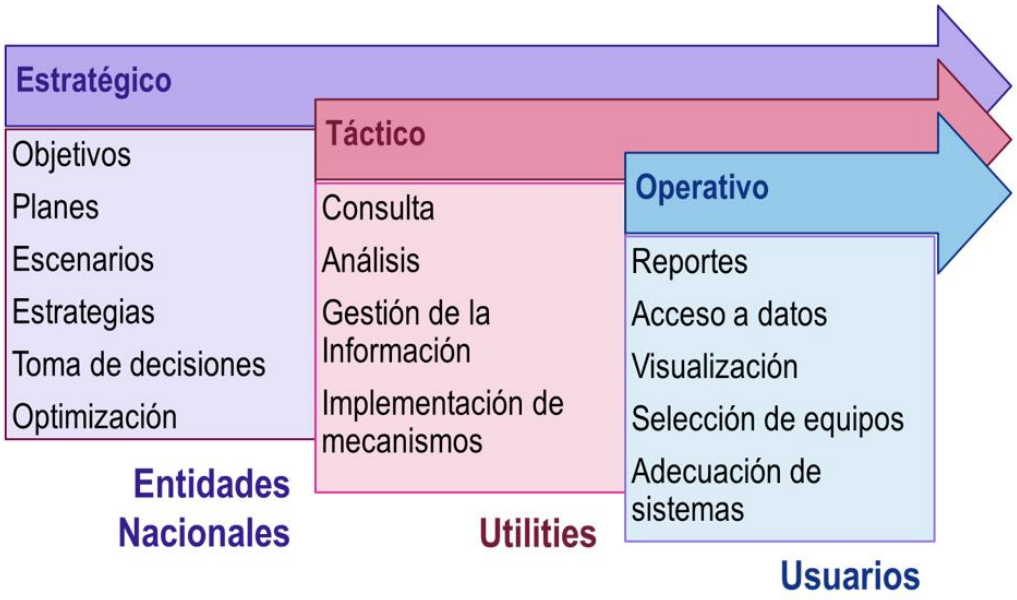


Figura 2: Niveles Estratégico, táctico y operativo de la Gestión de la Demanda

III. MODELO MATEMATICO IMPLEMENTADO

El modelo busca cuantificar de manera global cada una de las respuestas de la demanda ante diferentes condiciones. Para esto, se consideran cuatro grandes etapas:

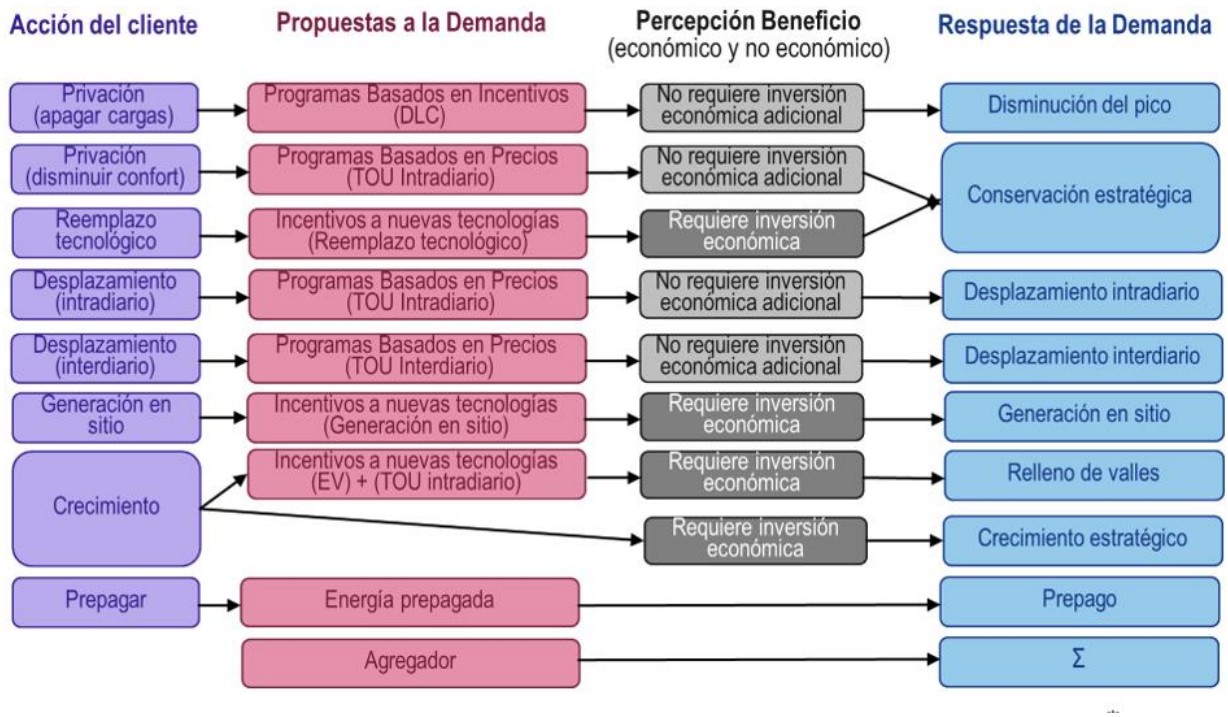


Figura 3: Estructura general del modelo

1. Acciones del cliente: Son las diferentes decisiones que el cliente puede tomar frente a su consumo. Así, el modelo considera si el cliente puede o no ejecutar cada una de estas acciones.
2. Propuestas a la demanda: El modelo implementado cuenta con un modelo matemático para cada una de las propuestas que se le pueden efectuar al cliente. En el modelo si el cliente dispone o no de cada propuesta.
3. Percepción de beneficio: Es un análisis de beneficios económicos y no económicos que el cliente obtendría al realizar la acción. Considera variables como la cultura energética, el interés ambiental del cliente, la capacidad de inversión, entre otros.
4. Respuesta a la Demanda: El modelo analiza cada una de las respuestas que se pueden obtener.

Con esta estructura básica, el modelo está en capacidad de analizar de manera individual o simultánea la respuesta que daría el cliente a cada una de las propuestas recibidas. Permite modificar los parámetros

individuales del cliente o los elementos del contexto. También puede realizar un análisis de sensibilidad ante la variación de diferentes parámetros.

Adicionalmente, el modelo permite analizar el comportamiento de un grupo de usuarios de diferentes características, para así simular la respuesta que podría obtener una *utility.*

Ya que el modelo considera cada uno de los aspectos planteados en el Figura 1, es posible analizar el impacto que tienen sobre la respuesta del cliente factores como los incentivos, el marco regulatorio o los programas de pedagogía energética.

El modelo implementado es una herramienta para describir las expectativas sobre el impacto de programas de Gestión de la Demanda.

REFERENCES

[1] a. Mahmood *et al.*, "A New Scheme for Demand Side Management in Future Smart Grid Networks," *Procedia Comput. Sci.*, vol. 32, pp. 477–484, 2014.

[2] A. Molderink, V. Bakker, J. L. Hurink, and G. J. M. Smit, "Comparing demand side management approaches," *2012 3rd IEEE PES Innov. Smart Grid Technol. Eur. (ISGT Eur.*, pp. 1–8, 2012.

[3] P. Siano, "Demand response and smart grids—A survey," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, pp. 461–478, Feb. 2014.

[4] P. Samadi, H. Mohsenian-rad, R. Schober, and V. Wong, "Advanced Demand Side Management for the Future Smart Grid Using Mechanism Design," pp. 1–11.

[5] I. Lampropoulos, W. L. Kling, P. F. Ribeiro, and J. van den Berg, "History of demand side management and classification of demand response control schemes," *2013 IEEE Power Energy Soc. Gen. Meet.*, pp. 1–5, 2013.

[6] J. S. Vardakas, N. Zorba, and C. V Verikoukis, "A Survey on Demand Response in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms," *IEEE Trans. Ind. Informatics*, vol. 11, no. 3, p. 1, 2015.

[7] C. W. Gellings, "The concept of demand-side management for electric utilities," *Proc. IEEE*, vol. 73, no. 10, pp. 1468–1470, 1985.

[8] M. H. Albadi and E. F. El-Saadany, "A summary of demand response in electricity markets," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 11, pp. 1989–1996, Nov. 2008.

[9] Q. Zhang and J. Li, "Demand Response in Electricity Markets :," in *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference*, 2012, p. 8.

[10] International Energy Agency (IEA) and Organization for Economic Co-operation and Development (OECD), "The Power to choose: Demand Response in Liberalised Electricicty Markets," Paris - France, 2003.

[11] M. Vallés Rodriguez, P. Frías Marín, J. Reneses Guillén, and L. González Sotres, "Gestión Activa de la Demanda para una Europa más eficiente," *An. Mecánica Y Electr.*, no. 2009, pp. 55–61, 2013.

[12] A. Conchado and P. Linares, "Estimación de los beneficios de la gestión activa de la demanda. Revisión del estado del arte y propuestas," *Proc. V Congr. Asoc. Española para la Econ. Energética (5th Congr. Spanish Assoc. Energy Econ.*, pp. 187–212, 2010.

[13] A. N. Roth Deubel, *Politicas Publicas: Formulacion, implementación y evaluación*, Primera Ed. Bogotá D.C., 2002.

[14] B. Davito, H. Tai, and R. Uhlaner, "The smart grid and the promise of demand-side management," *McKinsey Smart Grid*, pp. 38–44, 2010.

[15] Diario La República, "Evolución medidas ahorro," Bogotá, 02-Apr-2016.

Anexo D: Construcción de la Línea base de consumo (LBC)

La idea se basa en implementar una técnica sencilla que se pueda ejecutar en Excel. Se parte de la construcción de la LBC y luego el ajuste de la misma.

El método planteado consiste en descomponer el consumo de energía de una frontera en sus componentes de tendencia, estacionalidad, error y pronosticar una semana, la cual se considerará como LBC.

Se parte de la siguiente ecuación:

$$C_t = T_t \times E_t \times u_t \quad (1)$$

Donde:

- C_t es el consumo de energía en el período t.
- T_t es la tendencia e indica como es el comportamiento de la serie en el largo plazo.
- Et es la estacionalidad, donde se debe calcular un valor para cada tipo de día, la cual indica qué tanto el consumo de energía está por encima o por debajo del consumo medio de energía.

Para la construcción de la línea base de consumo se siguen los siguientes pasos:

1. Cálculo de los índices estacionales

Para calcular los índices estacionales para los diferentes tipos de días que afectan el consumo medio de energía se recomienda tomar una muestra de 5 años de la carga y el siguiente procedimiento:

Se selecciona la muestra de 5 años, ilustrada en la Figura 1.

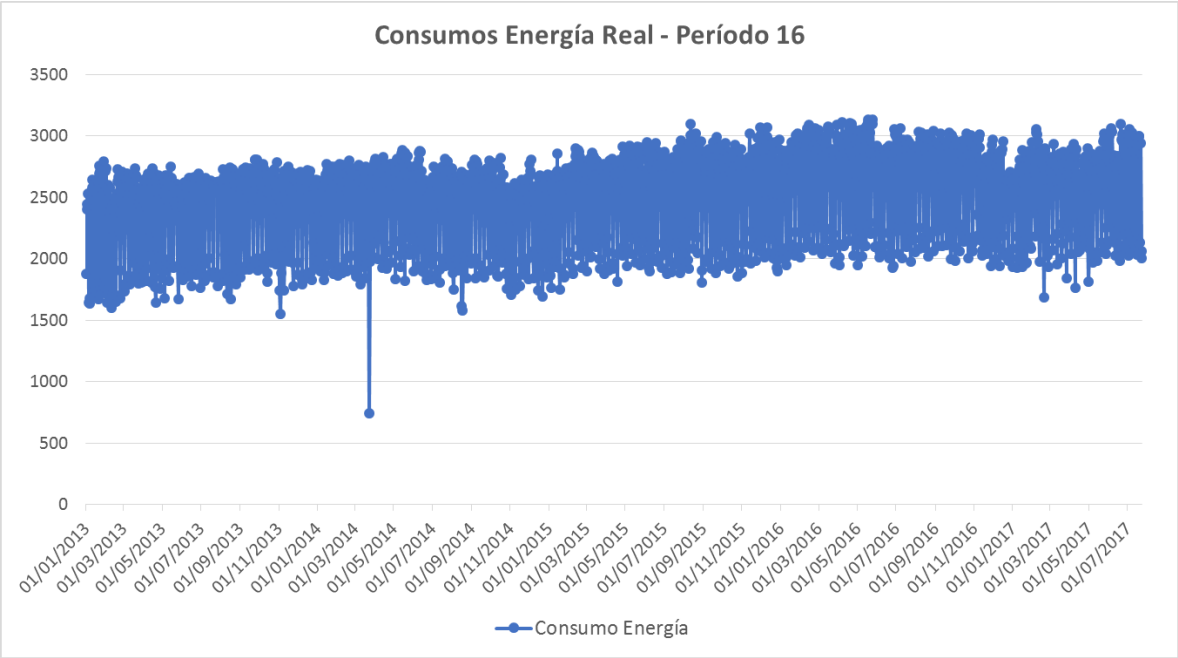


Figura 1. Muestra de 5 años para el cálculo de índices estacionalizados.

Para efectos explicativos se hace un zoom a la Figura 1, tal como se muestra en la Figura 2, donde se puede ver que la demanda se comporta de forma normal; es decir en los días de la semana la carga aumenta y los fines de semana la carga baja. La Figura 2 representa una serie pura; es decir, se le han retirado los componentes de tendencia y estacionalidad. De esta forma se representa el consumo medio real de la carga.

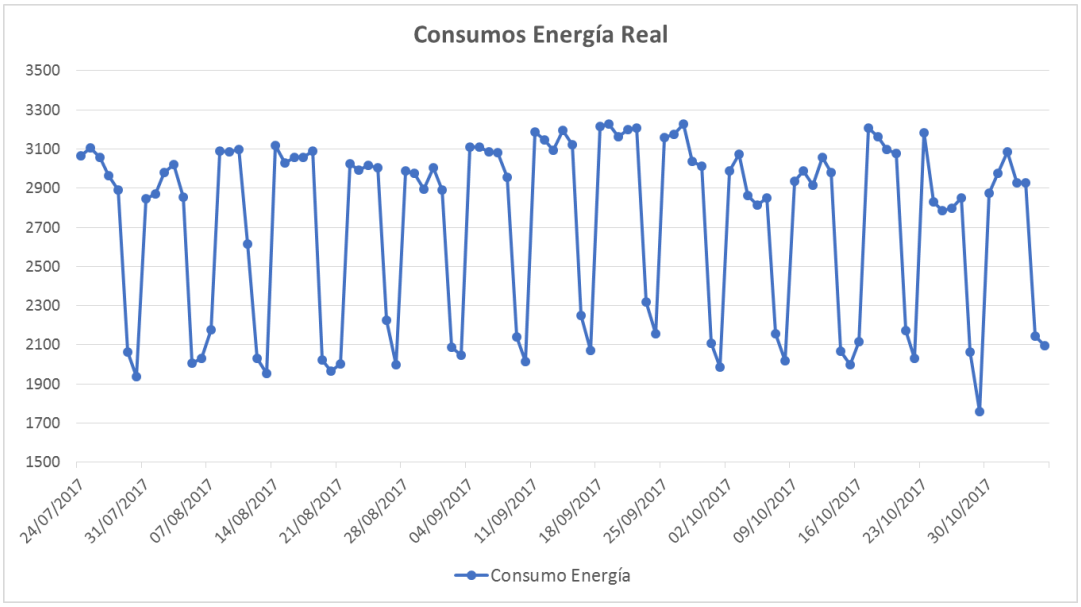


Figura 2. Ejemplo ilustrativo (Zoom de la figura 1).

Luego se procede a calcular la función de auto corrección parcial para los rezagos, lo cual consiste en asociar el consumo de energía rezagando la serie; es decir, como se asocia t con t-1.

En la Tabla 1, se pueden ver los datos del ejemplo ilustrativo. Para este caso el índice de estacionalidad es 7; lo que quiere decir por ejemplo que el periodo 16 del lunes, como se asocia con el periodo 16 del lunes anterior y así sucesivamente, entre mayor sea la asociación el valor de la autocorrección parcial (ACF) tiende a 1 o a -1, dependiendo de cómo sea la asociación. En este caso el rezago 7 tiene un valor de 0.82. Lo cual confirma que la serie tiene estacionalidad.

Tabla 1. Calculo de la función de autocorrección parcial para los rezagos.

			Rezago	**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**
			ACF	**0,4015977**	**-0,165714**	**-0,276755**	**-0,276283**	**-0,1786487**	**0,3652865**	**0,8244222**
Fecha	**Datos**	**Tipo Día**	**Consumo Energía**							
01/01/2013	1	1--ENE	1875							
02/01/2013	2	2--ENE	2406	1875,0						
03/01/2013	3	JUVENE	2444	2405,7	1875,0					
04/01/2013	4	VIVENE	2529	2444,0	2405,7	1875,0				
05/01/2013	5	SAALFENE	1647	2529,0	2444,0	2405,7	1875,0			
06/01/2013	6	DOALFENE	1634	1646,8	2529,0	2444,0	2405,7	1875,0		
07/01/2013	7	LFENE	1676	1633,5	1646,8	2529,0	2444,0	2405,7	1875,0	
08/01/2013	8	MAVENE	2495	1676,0	1633,5	1646,8	2529,0	2444,0	2405,7	1875,0
09/01/2013	9	MIVENE	2551	2494,8	1676,0	1633,5	1646,8	2529,0	2444,0	2405,7
10/01/2013	10	JUVENE	2579	2550,8	2494,8	1676,0	1633,5	1646,8	2529,0	2444,0
11/01/2013	11	VIVENE	2647	2578,8	2550,8	2494,8	1676,0	1633,5	1646,8	2529,0
12/01/2013	12	SAVENE	1740	2647,2	2578,8	2550,8	2494,8	1676,0	1633,5	1646,8
13/01/2013	13	DOVENE	1698	1740,3	2647,2	2578,8	2550,8	2494,8	1676,0	1633,5
14/01/2013	14	LUNES	2621	1697,8	1740,3	2647,2	2578,8	2550,8	2494,8	1676,0
15/01/2013	15	MARTES	2494	2621,3	1697,8	1740,3	2647,2	2578,8	2550,8	2494,8
16/01/2013	16	MIERCOLES	2578	2493,8	2621,3	1697,8	1740,3	2647,2	2578,8	2550,8
17/01/2013	17	JUEVES	2603	2577,7	2493,8	2621,3	1697,8	1740,3	2647,2	2578,8
18/01/2013	18	VIERNES	2581	2602,6	2577,7	2493,8	2621,3	1697,8	1740,3	2647,2
19/01/2013	19	SABADO	1817	2580,9	2602,6	2577,7	2493,8	2621,3	1697,8	1740,3
20/01/2013	20	DOMINGO	1673	1817,0	2580,9	2602,6	2577,7	2493,8	2621,3	1697,8
21/01/2013	21	LUNES	2698	1672,9	1817,0	2580,9	2602,6	2577,7	2493,8	2621,3
22/01/2013	22	MARTES	2756	2698,0	1672,9	1817,0	2580,9	2602,6	2577,7	2493,8
23/01/2013	23	MIERCOLES	2719	2756,0	2698,0	1672,9	1817,0	2580,9	2602,6	2577,7
24/01/2013	24	JUEVES	2525	2718,7	2756,0	2698,0	1672,9	1817,0	2580,9	2602,6
25/01/2013	25	VIERNES	2652	2524,9	2718,7	2756,0	2698,0	1672,9	1817,0	2580,9

Sin embargo, para la segunda carga que es la que se muestra en la Figura 3.

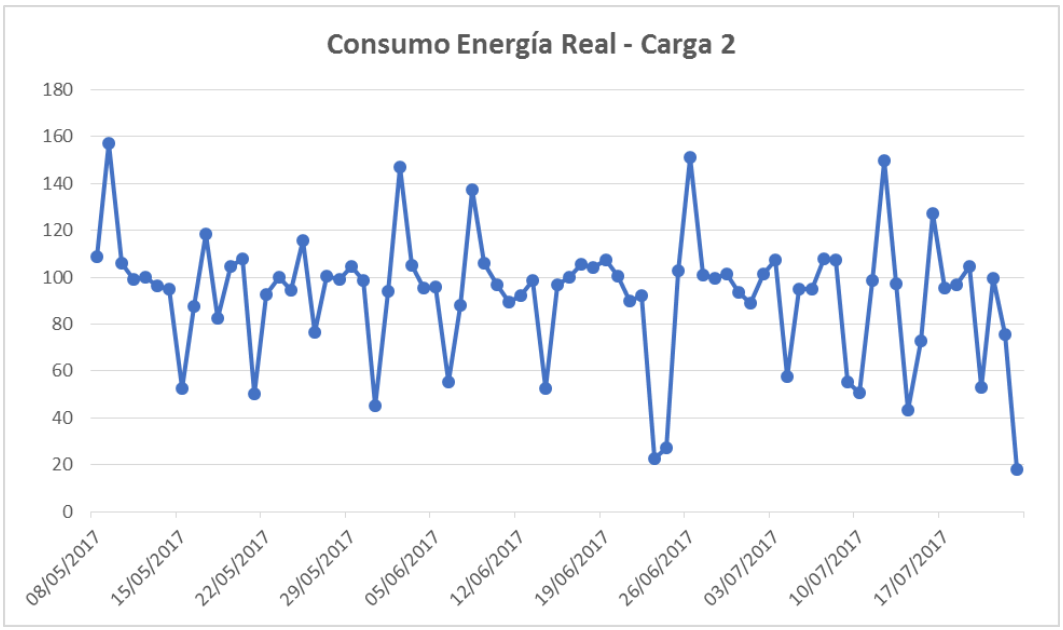


Figura 3. Consumo de energía real para la carga No. 2.

Se puede observar que el rezago 7 tiene un valor de 0,15 el cual es un valor menor a 0,4. Esto refleja que la serie no tiene estacionalidad. Tal como se muestra en la Tabla 2.

Tabla 2 .Calculo de la función de autocorrección parcial para los rezagos de la carga No.2.

			Rezago	1	2	3	4	5	6	7
			ACF	**0,321524451**	**-0,052499**	**0,1910657**	**0,1298658**	**0,1724989**	**0,1969156**	**0,1530376**
Fecha	**Datos**	**Tipo Día**	**Consumo Energía**							
01/01/2013	1	1--ENE	182							
02/01/2013	2	2--ENE	56	181,7						
03/01/2013	3	JUVENE	183	56,0	181,7					
04/01/2013	4	VIVENE	265	183,0	56,0	181,7				
05/01/2013	5	SAALFENE	133	264,8	183,0	56,0	181,7			
06/01/2013	6	DOALFENE	52	132,8	264,8	183,0	56,0	181,7		
07/01/2013	7	LFENE	179	52,4	132,8	264,8	183,0	56,0	181,7	
08/01/2013	8	MAVENE	303	179,3	52,4	132,8	264,8	183,0	56,0	181,7
09/01/2013	9	MIVENE	181	303,3	179,3	52,4	132,8	264,8	183,0	56,0
10/01/2013	10	JUVENE	58	181,0	303,3	179,3	52,4	132,8	264,8	183,0
11/01/2013	11	VIVENE	184	58,2	181,0	303,3	179,3	52,4	132,8	264,8
12/01/2013	12	SAVENE	310	183,8	58,2	181,0	303,3	179,3	52,4	132,8
13/01/2013	13	DOVENE	184	309,6	183,8	58,2	181,0	303,3	179,3	52,4
14/01/2013	14	LUNES	57	183,8	309,6	183,8	58,2	181,0	303,3	179,3
15/01/2013	15	MARTES	138	57,0	183,8	309,6	183,8	58,2	181,0	303,3
16/01/2013	16	MIERCOLES	218	137,8	57,0	183,8	309,6	183,8	58,2	181,0
17/01/2013	17	JUEVES	134	218,3	137,8	57,0	183,8	309,6	183,8	58,2
18/01/2013	18	VIERNES	177	134,2	218,3	137,8	57,0	183,8	309,6	183,8
19/01/2013	19	SABADO	172	177,4	134,2	218,3	137,8	57,0	183,8	309,6
20/01/2013	20	DOMINGO	174	172,3	177,4	134,2	218,3	137,8	57,0	183,8
21/01/2013	21	LUNES	180	173,6	172,3	177,4	134,2	218,3	137,8	57,0
22/01/2013	22	MARTES	178	180,1	173,6	172,3	177,4	134,2	218,3	137,8
23/01/2013	23	MIERCOLES	178	177,7	180,1	173,6	172,3	177,4	134,2	218,3
24/01/2013	24	JUEVES	58	178,5	177,7	180,1	173,6	172,3	177,4	134,2
25/01/2013	25	VIERNES	170	58,0	178,5	177,7	180,1	173,6	172,3	177,4

Para calcular los índices se sigue el siguiente procedimiento:

- Calcular promedios móviles centrados de longitud 7 (una semana):

$$PM_t = \frac{C_{t-3} + C_{t-2} + C_{t-1} + C_t + C_{t+1} + C_{t+2} + C_{t+3}}{7},\ t = 4,5,.....$$

- Hallar el cociente Ct/PMt, t = 4,5,6,..... Este cociente será aproximadamente igual a:

$$\frac{C}{PM_t} \cong E_t \times u_t$$

,

- Promediar todos los valores anteriores correspondientes al mismo día para obtener unos índices preliminares $\tilde{E}_1, \tilde{E}_2, \tilde{E}_3, \tilde{E}_4, \tilde{E}_5, \tilde{E}_6, \tilde{E}_7$.
- Ajustar los 7 índices preliminares de forma que $\frac{\sum_{i=1}^{7} \tilde{E}_i}{7} = 1$.

$$E_i = \tilde{E}_i \times \frac{7}{\sum_{i=1}^{7} \tilde{E}_i}$$

Como se muestra en la Tabla 3, se inicia calculando el promedio de los 7 primeros datos encerrados en el recuadro rojo, y el resultado promedio se pone en la cuarta casilla de la columna del promedio PMt encerrado en el recuadro azul (2030). Con este valor y ct se pueden calcular los datos desestacionalizados (2529/2030=1,24582) encerrado en un recuadro verde. Luego promediando e consumo según el tipo de día se pueden obtener los datos desestacionalizados, y posteriormente los índices de estacionalización (IDE). La suma de todos estos índices debe dar 1, pero como los cálculos se hacen con desviaciones, es muy difícil lograr este resultado. Es por esto que se hace un ajuste para que la suma de dichos índices sea 1.

Tabla 3. Procedimiento para calcular los índices estacionalizados

Fecha	Datos	Tipo Día	Consumo Energía	Prom. PMt	ct/pMt	Datos Desestacionalizados	Tipo de dïas	IDE	IDE Ajustado
01/01/2013	1	1--ENE	1875			2105	**Lunes**	1,09273	1,14273
02/01/2013	2	2--ENE	2406			2168	**Martes**	1,09278	1,14278
03/01/2013	3	JUVENE	2444			2088	**MIERCOLES**	1,10009	1,15043
04/01/2013	4	VIVENE	2529	2030	1,24582	2155	**Jueves**	1,09782	1,14805
05/01/2013	5	SAALFENE	1647	2119	0,77733	1861	**Viernes**	1,09377	1,14382
06/01/2013	6	DOALFENE	1634	2139	0,76357	1966	**SABADO**	0,80651	0,84342
07/01/2013	7	LFENE	1676	2159	0,77645	1929	**Domingo**	0,76003	0,79481
08/01/2013	8	MAVENE	2495	2175	1,14683	2166	**1--ENE**	0,85185	0,89082
01/02/2013	32	VIERNES	2736	2411	1,13472	2392	**DOALFENE**	0,79440	0,83075
02/02/2013	33	SABADO	1712	2354	0,72743	2030	**LFENE**	0,83067	0,86868
03/02/2013	34	DOMINGO	1646	2307	0,71334	2071	**SAALF**	0,84075	0,87922
04/02/2013	35	LUNES	2600	2288	1,13609	2275	**DOALF**	0,77836	0,81398
05/02/2013	36	MARTES	2342	2244	1,04367	2050	**LF**	0,84815	0,88696
06/02/2013	37	MIERCOLES	2399	2241	1,07048	2086	**MADLF**	1,13862	1,19072
07/02/2013	38	JUEVES	2581	2235	1,15484	2248	**MSS**	1,20207	1,25707
08/02/2013	39	VIERNES	2431	2176	1,11690	2125	**JSS**	0,91180	0,95351
09/02/2013	40	SABADO	1692	2177	0,77704	2006	**VSS**	0,86856	0,90830
10/02/2013	41	DOMINGO	1599	2186	0,73173	2012	**SSS**	0,85785	0,89710
11/02/2013	42	LUNES	2189	2164	1,01177	1916	**DSS**	0,82859	0,86650
12/02/2013	43	MARTES	2348	2173	1,08048	2054			
13/02/2013	44	MIERCOLES	2461	2175	1,13109	2139	**Promedio**	0,95625	1,00000

Una vez calculados los índices de estacionalidad se procede con la Figura 4 de la serie estacionalizada en azul y la serie desestacionalizada en naranja.

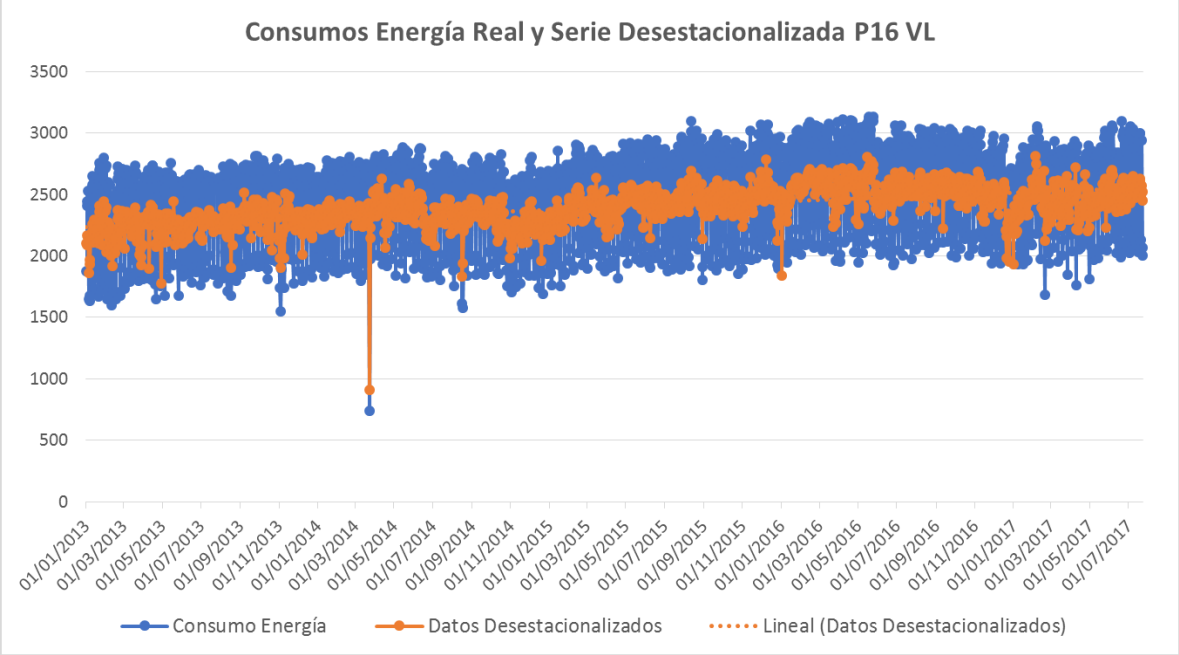


Figura 4. Consumos de energía real y serie desestacionalizada.

En caso de que se tengan los índices disponibles, se toma una muestra de 105 días tal como se muestra en la Figura 5.

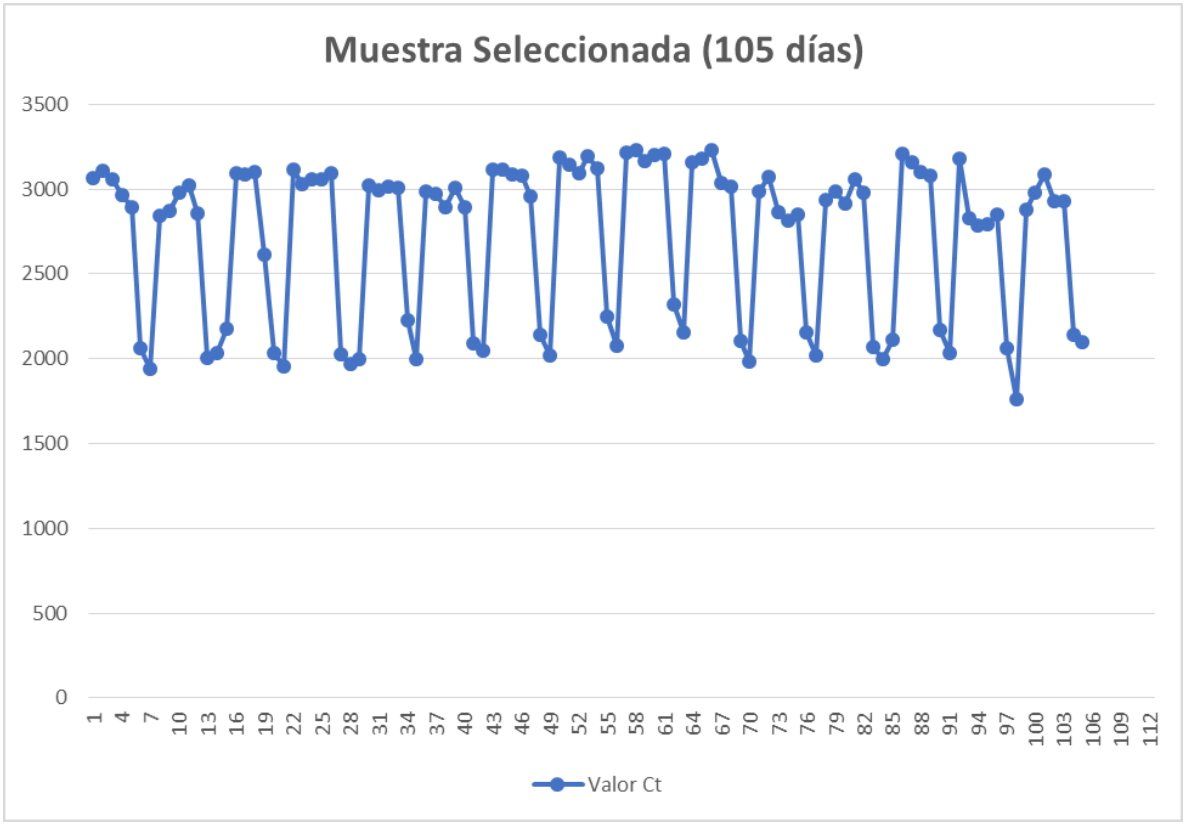


Figura 5. Muestra de consumo de energía para 105 dias

Luego se procede a desestacionalizar la serie para calcular la LBC como se explicó anteriormente con la información de la Tabla 4, y posteriormetne se obtiene la Figura 6, donde se muestra la serie estacionalizada y la serie desestacionalizada.

Tabla 4 cálculo de los índices estacionalizados

Fecha	Datos	Tipo Día	Consumo Energía	Datos Desestacionalizados	Tipo de dïas	IDE	IDE Ajustado
24/07/2017	1	LUNES	3067	2684	**Lunes**	1,09273	1,14273
25/07/2017	2	MARTES	3105	2717	**Martes**	1,09278	1,14278
26/07/2017	3	MIERCOLES	3056	2657	**MIERCOLES**	1,10009	1,15043
27/07/2017	4	JUEVES	2963	2581	**Jueves**	1,09782	1,14805
28/07/2017	5	VIERNES	2891	2527	**Viernes**	1,09377	1,14382
29/07/2017	6	SABADO	2064	2447	**SABADO**	0,80651	0,84342
30/07/2017	7	DOMINGO	1938	2439	**Domingo**	0,76003	0,79481
31/07/2017	8	LUNES	2845	2490	**1--ENE**	0,85185	0,89082
01/08/2017	9	MARTES	2869	2511	**2--ENE**	1,06098	1,10952
02/08/2017	10	MIERCOLES	2981	2591	**1--MAY**	0,82640	0,86421
03/08/2017	11	JUEVES	3019	2630	**20--JUL**	0,82264	0,86028
04/08/2017	12	VIERNES	2854	2495	**7--AGO**	0,84364	0,88224
05/08/2017	13	SABADO	2005	2377	**8--DIC**	0,85344	0,89249
06/08/2017	14	DOMINGO	2031	2555	**24--DIC**	0,96851	1,01282
07/08/2017	15	7--AGO	2176	2466	**25--DIC**	0,86802	0,90774
08/08/2017	16	MARTES	3091	2705	**31--DIC**	0,95843	1,00228
09/08/2017	17	MIERCOLES	3088	2684	**LUVENE**	1,08684	1,13657

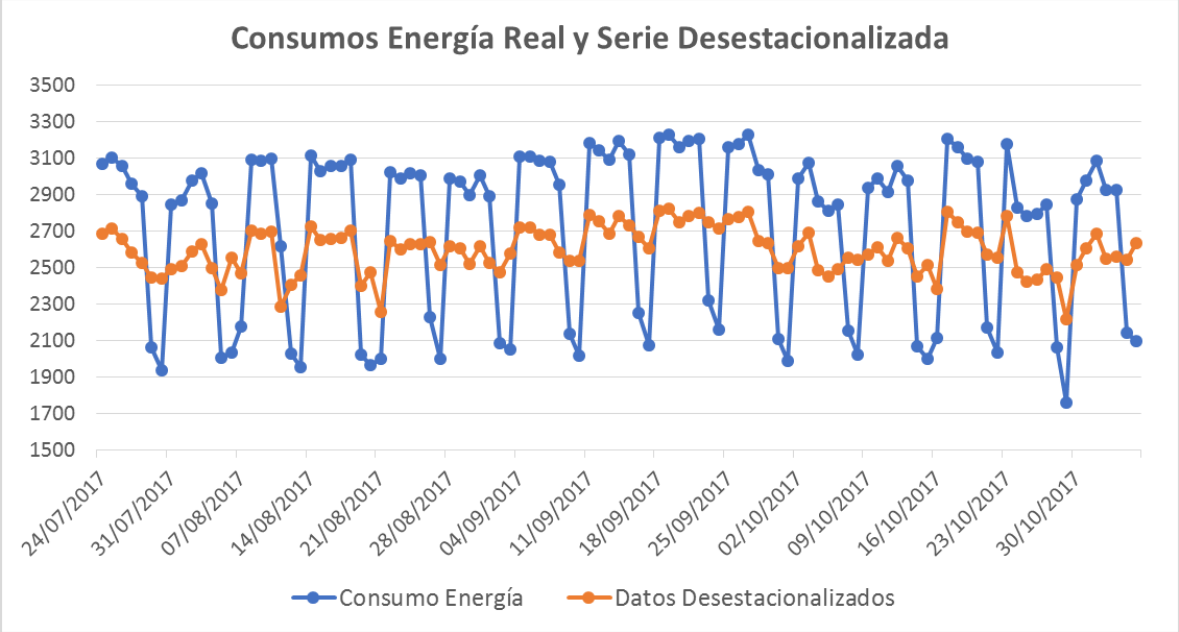


Figura 6. Consumos de energía real y serie desestacionalizada.

Con la serie naranja se procede a detectar y corregir puntos atípicos con la siguiente expresión:

$$X_k < Q_1 - 1.5 * IQR \text{ ó } X_k > Q_3 + 1.5 * IQR \quad (2)$$

Donde:

X_k: Dato k del conjunto

Q_1: Cuartil 1

Q_3: Cuartil 3

IQR: Rango intercuartil

Aplicando la expresión 2 en la Tabla 5 se pudo observar que el valor del 29 de octubre de 2017 es un dato atípico.

Tabla 5. Datos de consumo para determinar días atípicos.

Fecha	Datos	Tipo Día	Consumo Energía	Datos Desestacionalizados	Det. Outliers
24/07/2017	1	LUNES	3067	2684	2684
25/07/2017	2	MARTES	3105	2717	2717
26/07/2017	3	MIERCOLES	3056	2657	2657
27/07/2017	4	JUEVES	2963	2581	2581
28/07/2017	5	VIERNES	2891	2527	2527
29/07/2017	6	SABADO	2064	2447	2447
30/07/2017	7	DOMINGO	1938	2439	2439
31/07/2017	8	LUNES	2845	2490	2490
01/08/2017	9	MARTES	2869	2511	2511
02/08/2017	10	MIERCOLES	2981	2591	2591
28/10/2017	97	SABADO	2061	2444	2444
29/10/2017	98	DOMINGO	1760	2214	2515
30/10/2017	99	LUNES	2876	2517	2517
31/10/2017	100	MARTES	2978	2606	2606
01/11/2017	101	MIERCOLES	3087	2683	2683
02/11/2017	102	JUEVES	2925	2548	2548
03/11/2017	103	VIERNES	2927	2559	2559
04/11/2017	104	SABADO	2144	2542	2542
05/11/2017	105	DOMINGO	2096	2637	2637

En caso de detectar un punto atípico, se saca el promedio de los 7 datos anteriores y el resultado se toma como el dato a utilizar y la corrección se muestra en la Figura 7.

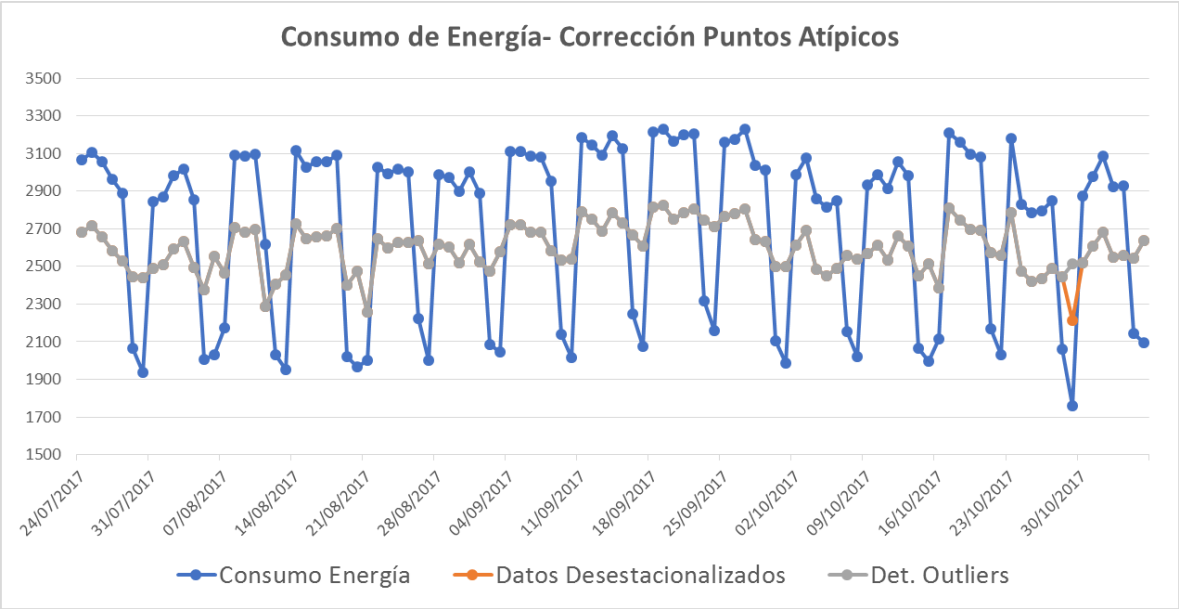


Figura 7. Consumo de energía y corrección de puntos atípicos.

Luego se procede a calcular la LBC de una hora de la semana o un mes según sea la necesidad.

En la Tabla 6, se puede ver que la LBC se calcula de acuerdo al tipo de día. (En este caso se hace para el periodo 16 del día 6 de noviembre de 2017) y se obtiene la Figura 8.

Tabla 6. Calculo de la LBC para el 6 de noviembre de 2017.

Fecha	Datos	Tipo Día	Consumo Energía	LBC	Datos Desestacionalizados	Det. Outliers
24/07/2017	1	LUNES	3067		2684	2684
25/07/2017	2	MARTES	3105		2717	2717
26/07/2017	3	MIERCOLES	3056		2657	2657
27/10/2017	96	VIERNES	2849		2490	2490
28/10/2017	97	SABADO	2061		2444	2444
29/10/2017	98	DOMINGO	1760		2214	2515
30/10/2017	99	LUNES	2876		2517	2517
31/10/2017	100	MARTES	2978		2606	2606
01/11/2017	101	MIERCOLES	3087		2683	2683
02/11/2017	102	JUEVES	2925		2548	2548
03/11/2017	103	VIERNES	2927		2559	2559
04/11/2017	104	SABADO	2144		2542	2542
05/11/2017	105	DOMINGO	2096		2637	2637
06/11/2017	106	LF		2292		2292
07/11/2017	107	MADLF		3039		3039
08/11/2017	108	MIÉRCOLES		3008		3008
09/11/2017	109	JUEVES		3055		3055
10/11/2017	110	VIERNES		3126		3126
11/11/2017	111	SAALF		2474		2474
12/11/2017	112	DOALF		2283		

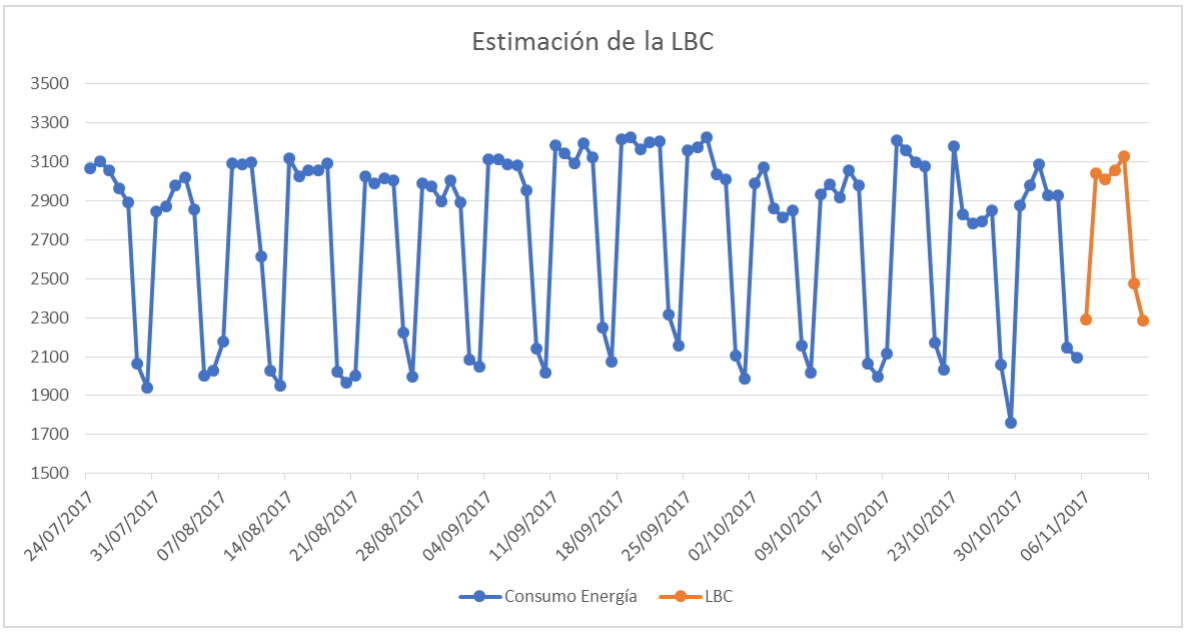


Figura 8. Estimación de la LBC

Ajuste de la LBC para la verificación de la Respuesta de la Demanda

Con el fin de no desincentivar o sobre valorar la reducción de la demanda y viabilizar la aplicación adecuada de programa de respuesta de la demanda en el SIN, se propone contrastar la información de tiempo real y la estimada en la LBC de los períodos anteriores en el momento de aplicar la reducción y el resultado obtenido aplicarlo a la LBC.

	P15:15	P15:30	P15:45	P15:00	P16
Estimado	3084	3084	3084	3084	3078
Real	3080	3076	3070	3050	
Ajuste 1					3063
Ajuste 2					3023
Error	0,00130	0,00260	0,00456	0,01115	
Promedio Error		0,0049			
Ajuste Tendencia		0,013			
Factor Ajuste LBC		0,0179			

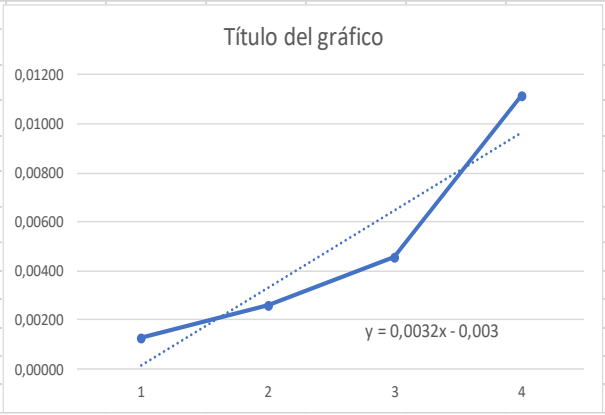


Figura 9. Ajuste de la línea LBC para verificación de respuesta de la demanda.

En la Figura 9 se puede ver que se revisa el estado de la carga continua al periodo donde se prestará el servicio de respuesta a la demanda. Entonces el periodo anterior al 16 se divide en secciones de

15 minutos. Luego se procede a revisar el error de pronóstico. Para el periodo 15 se tenía un pronóstico de 3084 y luego se compara con el consumo real para hallar el error. Como se puede observar estos tienen tendencia a aumentar, y se grafican, para luego ajustarlos a una línea de tendencia, la cual se expresa mediante la ecuación de la gráfica.

Y con este ajuste se logra un consumo de 3023. Este sería el valor a utilizar en el momento aplicar el programa de RD.