



Documentos de trabajo

Economía y Finanzas

N° 21-01

2021

Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad

Alejandro Gutiérrez, John J. Garcia

Fuentes de Energía Renovable, Recursos Energéticos Distribuidos y Almacenamiento en Colombia: una revisión de la normatividad

Renewable Energy Sources, Distributed Energy Resources and Energy Storage in Colombia: a review of regulations

Alejandro Gutiérrez Gómez¹
John J. Garcia Rendón²

Enero de 2021

Resumen

Este paper presenta la reglamentación relacionada con Fuentes de Energía no Convencionales, Recursos Energéticos Distribuidos y almacenamiento de energía eléctrica en Colombia. La Ley 1715 de 2014 es la gran impulsora del desarrollo de las tendencias que hoy observamos en materia de energía renovable y eficiencia energética. Esta Ley, al levantar la restricción de venta de energía a los autoprodutores y establecer en una misma norma los lineamientos para la promoción de la energía limpia, la participación de los consumidores en el mercado e instrumentar mecanismos que permitirán desarrollar la eficiencia energética, constituye la base sobre la cual se está construyendo una política de energía eléctrica acorde con los desafíos de descarbonización y las nuevas tendencias de participación de los consumidores.

Abstract

This paper presents the regulations on non-conventional energy resources, distributed energy resources and electricity energy storage in Colombia. Law 1715 of 2014 is the great driving force behind the development of the trends we observe today in renewable energy and energy efficiency. This law, by lifting the restriction on the sale of energy to self-producers and establishing in a single regulation the guidelines for the promotion of clean energy, the participation of consumers in the market and the implementation of mechanisms that will make it possible to develop energy efficiency, constitutes the basis on which an electrical energy policy is being built in accordance with the challenges of decarbonization and the new trends in consumer participation in the management.

Palabras Clave: Fuentes de Energía no Convencionales; Recursos Energéticos Distribuidos, Autogeneración; Almacenamiento de Energía; Regulación; Colombia.

Key Words: Non-Conventional Resources Energy; Distributed Energy Resources; Electricity Energy Storage; Regulations; Colombia.

JEL Classification:

D47; L11; L51; L78.

Los conceptos expresados en este documento de trabajo son responsabilidad exclusiva de los autores y en nada comprometen a la Universidad EAFIT ni al Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (Cief). Se autoriza la reproducción total o parcial del contenido citando siempre la fuente.

¹ ISA – Interconexión Eléctrica S.A. Master en Economía, Correo electrónico: algutierrez@ISA.com.co

²Grupo de Investigación en Economía y Empresa, Departamento de Economía, Centro de Investigaciones Económicas y Financieras (Cief), Universidad EAFIT. Ph D en Economía, Correo electrónico: jgarcia@eafit.edu.co; Carrera 49 - 7 Sur 50 bloque 26; Teléfono: (574)2619500 ext. 9009.

1. Introducción

La transformación disruptiva que están enfrentando los mercados eléctricos a nivel mundial comprende varios ejes temáticos. En primera instancia con el objetivo de disminuir los gases de efecto invernadero se ha presentado una tendencia generalizada a la descarbonización de las matrices de generación energética en el mundo, lo que ha conllevado a una sustitución de energías fósiles por energías renovables no convencionales. Si bien en un principio estas inversiones fueron realizadas mediante subvenciones, en la actualidad se están haciendo vía mecanismos de mercado como subastas, gracias a la disminución sostenida de los costos nivelados de estas fuentes de energía. Los adelantos tecnológicos en materia de manejo de grandes cantidades de información (big data) y la aparición de nuevas herramientas electrónicas, hoy permiten gestionar más eficientemente los recursos energéticos y conocer con mayor certeza las preferencias de los consumidores. Asimismo, el almacenamiento de energía eléctrica a gran escala, ya de por sí disruptivo en un sector que requiere más flexibilidad, logra su espacio en el mercado, tanto por su promesa de valor para disminuir el costo de la energía, como por la vertiginosa caída en sus costos; solo en 2018 ha reducido un 40% (REN21, 2019).

Los recursos energéticos distribuidos tales como la potencia puesta a disposición por la demanda (respuesta de la demanda) y los recursos de generación distribuida – principalmente renovable -, empiezan a jugar un rol fundamental en la prestación de los servicios de electricidad y han cuestionado la organización clásica de cadena de suministro de los sistemas de energía. Esta organización clásica, basada en la producción a través de mercados centralizados, plantea grandes interrogantes sobre el carácter que deben tener los sistemas de energía futuros, en el que las Fuentes de Energía Renovables No Convencionales – FNCER, centralizadas y distribuidas, cada vez tienen mayor participación como fuente de generación de energía.

De acuerdo al reporte global de renovables 2019 (REN21, 2019), la participación de la producción mundial con energía renovable en 2018 fue aproximadamente de 26%, de la cual un 11% fue realizada con FNCER. A pesar de que la energía hidráulica todavía representa alrededor del 60% de la producción de electricidad renovable mundial, la energía eólica (21%), la energía solar fotovoltaica (9%) y la biomasa (8%), empiezan a tener un porcentaje significativo. Al analizar la generación con FNCER por país encontramos que los seis con mayor generación eléctrica eólica como porcentaje del total de generación en 2018 fueron Dinamarca (54%), Uruguay (29%), Irlanda (28%), Portugal (24%), Alemania (20%) y España (19%). Por su parte, en generación solar, Honduras (12%), Alemania (8%) y Grecia (8%) ocuparon los tres primeros lugares en el mismo año.

En Colombia empieza a evidenciarse cambios importantes para enfrentar dicha transformación. A nivel de reglamentación, en 2014 se promulgó la Ley 1715, la cual determina las políticas para la adopción de FNCER, convirtiéndose en el eje estratégico para el desarrollo de las tendencias que hoy observamos en materia de energía renovable y eficiencia energética. Así, en 2018, la Resolución 40072 del Ministerio de Minas y Energía, estableció el marco de referencia para la implementación de la Infraestructura en Medición Avanzada - AMI en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Por su parte la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG –, mediante las resoluciones 024 de 2015 y 030 de

2018, definió las condiciones de participación de los usuarios autogeneradores a pequeña y gran escala y de la generación distribuida (aquella con capacidad menor o igual a 100 kW y conectada directamente al sistema interconectado); asimismo, mediante la resolución 038 de 2018 definió lo relativo a la actividad de autogeneración en Zonas no Interconectas. Por su parte, el BID publicó el estudio “Smarts Grids Colombia: Visión 2030”, el cual plasma una hoja de ruta para el desarrollo de los recursos energéticos distribuidos en el país.

En 2019, el Ministerio de Minas y Energía, acogiendo la directriz del Plan Nacional de Desarrollo 2018-2020 (Ley 1955 de 2019), promulga la resolución 4 0715, mediante la cual establece que por lo menos el 10% de la energía comprada en el mercado mayorista para atender a los usuarios regulados debe provenir de FNCER. En este mismo año, se realizó la segunda subasta de contratos de largo plazo de energía eléctrica, para un período de suministro de 15 años que comienza el 1 de enero de 2022, aceptando solo proyectos de energía renovable. Esta subasta tuvo como resultado la asignación de 10.186 MWh-día, obteniendo un precio promedio ponderado de 95,65 COP/kWh. Los proyectos asignados corresponden en un 17,39% a generación solar fotovoltaica y un 82,61 a generación eólica.

Otro hito importante en el desarrollo de la regulación del sector eléctrico colombiano fue la emisión de la resolución CREG 098 de 2019, la cual establece las condiciones para la incorporación de Sistemas de Almacenamiento con Baterías en el Sistema Interconectado Nacional, con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el SIN. En junio de 2019, la UPME publicó los prepliegos correspondientes a un sistema de almacenamiento para aliviar congestiones en el área del Atlántico, convirtiéndose en el primer proyecto de este tipo en Latinoamérica.

Por su parte, el Gobierno Nacional en cabeza del Ministerio de Minas y Energía, está liderando la “Misión de la transformación Energética”, la cual contempla la modernización del marco institucional y regulatorio del sector eléctrico, de tal manera que se facilite la incorporación de nuevos agentes, tecnología y esquemas transaccionales en el mercado. Para esto se establecieron cinco ejes temáticos (Ministerio de Minas y Energía, 2019a): Competitividad, participación y estructura del mercado eléctrico; el rol del gas en la transformación energética; descentralización, digitalización y gestión eficiente de la demanda; aumento de cobertura de energía eléctrica y revisión del marco institucional y regulatorio.

Este artículo presenta la revisión de los avances presentados sobre la reglamentación aplicable a los temas en desarrollo, en particular aquella relacionada con la forma en que los recursos distribuidos, el almacenamiento y las fuentes de energía no convencionales (renovables y no renovables) interactúan en el mercado de energía mayorista en Colombia. Además, al final deja una discusión de algunos retos que deben resolverse en el corto plazo para garantizar la confiabilidad y eficiencia en la prestación de servicio en Colombia.

2. Fuentes de Energía Renovable

A pesar de que la matriz energética eléctrica colombiana está conformada en su mayoría por recursos hidroeléctricos, es claro que cada vez se hace más difícil su construcción, ya que casi sistemáticamente en los últimos años y con la tendencia mundial hacia la protección de los recursos naturales, la sociedad se resiste a construir represas y a afectar sus ecosistemas. En este panorama y ante el creciente descontento con la producción de energía a partir de combustibles fósiles, en el Congreso de Colombia promulgó la Ley 1715 de 2014, la cual determina las políticas para la promoción de la Fuentes de Energía No Convencionales, la Respuesta de la Demanda y la gestión eficiente de la energía.

La Ley 1715 de 2014

La entrada en vigencia de la Ley 1715 de 2014 potencia el desarrollo de las Fuentes de Energía No Convencionales en Colombia y en particular aquellas clasificadas como Renovables. En principio, esta ley da los lineamientos para que las autoridades del sector establezcan como prioridad el establecimiento de mecanismos que promuevan la generación con fuentes de energía no convencionales, la autogeneración, la generación distribuida y la respuesta de la demanda. Específicamente, el objetivo de la Ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014) es:

“...promover el desarrollo y la utilización de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, en el sistema energético nacional, mediante su integración al mercado eléctrico, su participación en las zonas no interconectadas y en otros usos energéticos como medio necesario para el desarrollo económico sostenible, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la seguridad del abastecimiento energético. Con los mismos propósitos se busca promover la gestión eficiente de la energía, que comprende tanto la eficiencia energética como la respuesta de la demanda.” (Artículo 1).

Es importante resaltar que la finalidad de la ley es *“establecer el marco legal y los instrumentos para la promoción del aprovechamiento de las fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable, lo mismo que para el fomento de la inversión, investigación y desarrollo de tecnologías limpias para producción de energía, la eficiencia energética y la respuesta de la demanda, en el marco de la política energética nacional. Igualmente, tiene por objeto establecer líneas de acción para el cumplimiento de compromisos asumidos por Colombia en materia de energías renovables, gestión eficiente de la energía y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, tales como aquellos adquiridos a través de la aprobación del estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) mediante la Ley 1665 de 2013.”* Un aspecto muy importante es que define como asunto de utilidad pública e interés social y de conveniencia nacional la *“promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción y utilización de fuentes no convencionales de energía, principalmente aquellas de carácter renovable.”* (Artículo 2), lo cual permite a las autoridades priorizar el desarrollo de estas fuentes de energía.

Los puntos de mayor relevancia de la Ley pueden resumirse así.

- Modifica la definición de Autogenerador, de tal manera que, a partir de la reglamentación de la ley, los consumidores pueden vender sus excedentes de autogeneración a la red pública, ya que la definición de la Ley 143 de 1994 para auto-productor limitaba la autogeneración al uso particular. Igualmente define los lineamientos generales para la venta de estos excedentes.
- Define el término “Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER)” como *“aquellos recursos de energía renovable disponibles a nivel mundial que son ambientalmente sostenibles, pero que en el país no son empleados o son utilizados de manera marginal y no se comercializan ampliamente.”* (Pág. 5).
- Establecen incentivos para la inversión en FNCE y para Gestión Eficiente de la Energía. Estos incentivos son reglamentados mediante el decreto 829 de 2020 del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.
- Crea el mecanismo de Respuesta de la Demanda y lo define como los *“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.”* Esta definición es muy importante porque es el pilar sobre el cual puede diseñarse una política de participación de la demanda en el mercado mayorista, dejando de lado el paradigma de los consumidores tomadores de precio para pasar al concepto de “prosumidores”; es decir, consumidores que pueden producir su energía y participar en el mercado y en la operación del sistema, obteniendo beneficios por ello.
- Crea el Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía para financiar programas de FNCE y gestión eficiente de la energía – FENOGE-, el cual es manejado por una fiduciaría seleccionada por el Ministerio de Minas y Energía.
- Establece responsabilidades concretas para las autoridades con el fin de lograr los objetivos de la ley, ver Tabla 1.

Tabla 1. Responsabilidades asignadas mediante Ley 1715 de 2014

Autoridad	Es responsable por:
Ministerio de Minas y Energía	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer lineamientos de política energética para FENC en Zonas No Interconectadas, entrega de excedentes de autogeneración en el Sistema Interconectado Nacional, la conexión y operación de la generación distribuida, el funcionamiento del Fondo de Energías no Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía y demás medidas para el uso eficiente de la energía, así como los reglamentos técnicos correspondientes. • Expedir normatividad para implementar sistemas de etiquetado e información al consumidor sobre eficiencia energética. • Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector energético.
CREG	<ul style="list-style-type: none"> • Establecer los procedimientos para la conexión, operación, respaldo y comercialización de energía de autogeneración. • Establecer los mecanismos regulatorios para incentivar la respuesta de la demanda y la mejora de la eficiencia energética en el Sistema Interconectado Nacional.
UPME	<ul style="list-style-type: none"> • Definir el listado y descripción de las FENC. • Definir el límite máximo de potencia de la Autogeneración a Pequeña Escala; • Realizar programas de divulgación sobre Autogeneración a Pequeña Escala y uso eficiente de la energía.
Ministerio de Hacienda y Crédito Público	Otorgar subvenciones y otras ayudas para el fomento de investigación y desarrollo de las FNCE y el uso eficiente de la energía.
Min. Ambiente y Desarrollo Sostenible	<ul style="list-style-type: none"> • Incorporar en las políticas ambientales, los principios y criterios ambientales de la cogeneración y la autogeneración que conlleven beneficios ambientales, para impulsarlas a nivel nacional • Establecer procedimiento y requisitos para expedición de certificados de beneficios ambientales para otorgamiento de beneficios tributarios por cogeneración y autogeneración (con base en lineamientos del MME)
ANLA/Corporaciones Regionales	Establecer ciclo evaluación rápido para ampliación, mejora y adaptación de proyectos de cogeneración y autogeneración que conlleven beneficios ambientales y garantizar calidad y seguridad en suministro.

Fuente: elaboración propia a partir de la Ley 1715.

Además de derogar la prohibición de vender la energía en exceso generada en instalaciones de los usuarios (Autogeneración), la Ley 1715 de 2014 estableció incentivos para promover la instalación de energía renovable no convencional tanto conectada a la red como detrás del contador, así como a los proyectos de gestión eficiente de la energía.

La Ley 1955 de 2019 – Plan Nacional de Desarrollo 2018 - 2022

Con el fin de contar con una matriz energética que permita contar con características de complementariedad, resiliencia y que permita disminuir las emisiones de carbono; el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 estableció la obligación para los comercializadores de que al menos un 8 a 10% de sus compras de energía provengan de fuentes de energía renovables no convencionales. Para esto, establece que estas compras se realizarán mediante mecanismos de contratación a largo plazo definidos por la regulación.

A partir de lo establecido en la Ley y en cumplimiento de esta, el Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 4 0715 de septiembre 10 de 2019, la cual reglamenta esta obligación. Los aspectos más importantes de esta norma son:

- Al menos el 10% de la energía comprada en el mercado mayorista para atender a los usuarios regulados debe provenir de fuentes de energía renovable no convencionales.
- La energía debe ser adquirida mediante contratos de largo plazo de duración igual o superior a 10 años, registrados ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales -ASIC- (hoy en cabeza de XM).
- Los contratos de largo plazo podrán ser celebrados por cualquiera de los mecanismos actualmente vigentes para ello; es decir, las subastas de que trata el Decreto 0570 de 2018 (explicado más adelante) o los mecanismos de contratación para la atención del mercado regulado definidos por la CREG.
- Esta obligación solo será exigible anualmente a partir del año 2022.

Incentivos para las Fuentes de Energía No Convencionales

Los incentivos que establece la Ley 1715 en términos de deducción en el impuesto a la renta, exclusión de IVA, exención de gravámenes arancelarios y depreciación acelerada, pueden observarse en la Tabla 2. Para una descripción detallada de los incentivos y los requisitos, consultar la “*Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014*” (UPME, 2018a).

Tabla 2. Incentivos Ley 1715 de 2014

Artículo	Beneficio	Concepto	Límite	Requisitos
11 ³	Renta	Gasto en I + D o inversión, en producción o utilización de fuentes de energía no convencional, podrá deducirse hasta el 50% del valor total de inversión por quince ⁴ (15) años consecutivos en el impuesto de renta, siempre que sea contribuyente de este impuesto.	La deducción no podrá superar el 50% de la renta líquida gravable antes de restar el gasto	-Certificación de la UPME, según lo establecido en el Decreto MHCP 829 de 2020. -Si la inversión es bajo leasing, debe ser financiero con opción de compra irrevocable.
12	IVA	Toda adquisición de equipos o maquinaria nacional o importada para la producción o utilización de FNCE en la etapa de preinversión o inversión, estarán exentos de IVA	100% del impuesto a pagar	Equipos y Maquinaria certificados por la UPME (Resolución UPME 703 de 2018 y Decreto MHCP 829 de 2020). La Ley 1955 de 2019 (Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022, art. 180) establece la inclusión de los módulos solares, los inversores y los controladores, en el

³ Reglamentada por medio de los Decretos 2143 de 2015 y 829 de 2020, y por las Resoluciones UPME 520 y 638 de 2007, 045 y 143 de 2016 y 182

⁴ Plazo modificado por el artículo 179 de la Ley 1955 de 2019 (anterior: 5 años)

Artículo	Beneficio	Concepto	Límite	Requisitos
				listado del artículo 424 del Estatuto Tributario (exclusión de IVA)
12	IVA	Servicios necesarios para la producción o utilización de FNCE en la etapa de preinversión o inversión no causarían IVA	100% del impuesto a pagar	Equipos y Maquinaria certificados por la UPME (Resolución UPME 703 de 2018 y Decreto MHCP 819 de 2020)
13	Arancel	Toda persona natural o jurídica que importe maquinaria, equipos, materiales e insumos para la preinversión o inversión en nuevos proyectos en FNCE, estarán exentas de pagar derechos arancelarios.	100% de los derechos arancelarios	Productos extranjeros que solo puedan adquirirse mediante importación. Procedimiento: Decreto MHCP 829 de 2020.
14	Renta/contable	Se podrá depreciar de manera acelerada, los equipos, maquinaria y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE.	Hasta un 20% del valor en libro cada año	Hasta un 20% de la tasa anual de depreciación Artículo 196 y 197 del Estatuto Tributario. Procedimiento: Decreto MHCP 829 de 2020.

Fuente: Velandia y Vargas 2017 a partir de la Ley 1715 con modificaciones de los autores.

Decretos reglamentarios de la Ley 1715 y regulación secundaria

Como ya se indicó, la Ley 1715 de 2014 da los lineamientos para incentivar la incorporación de fuentes, pero no establece el detalle de cómo tales lineamientos pueden convertirse en acciones concretas. A partir de la vigencia de la Ley se han emitido decretos reglamentarios, reglamentaciones ministeriales y resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas que han dado forma a los incentivos y que definirán en gran medida la adopción de las fuentes renovables en Colombia. A continuación, presentamos un resumen de estas normas sobre las FENC.

Decreto MME 2469 de 2014

Este decreto determina los lineamientos para que la CREG defina los aspectos operativos y comerciales de la participación de los Autogeneradores en el mercado de electricidad. En particular establece criterios para los Autogeneradores a Gran Escala y más importante aún, define los parámetros para que un consumidor sea considerado Autogenerador. Estos criterios definirán los modelos de participación de estos consumidores en el mercado y determinarán en gran medida la penetración de las energías renovables como recursos distribuidos. Se resumen a continuación:

Para ser un Autogenerador en Colombia, debe cumplir lo siguiente:

- La energía eléctrica producida debe entregarse en las redes internas del consumidor, sin necesidad de utilizar redes de distribución o transmisión públicas.
- El excedente que puede ser entregado a la red no tiene límite alguno.
- Los activos de generación pueden ser de propiedad del consumidor o de terceros. Asimismo, la operación de dichos activos puede ser desarrollada por el consumidor o por terceros.
- El Autogenerador a Gran Escala (resolución UPME 281 de 2015: la autogeneración a gran escala es aquella cuya capacidad instalada es superior a 1 MW) debe ser representado por un generador registrado en el Sistema de Intercambios Comerciales – SIC – para la venta de excedentes a la red pública. En este sentido, los excedentes de autogeneración hacen parte del portafolio de generación del agente generador que lo representa ante el mercado.

Asimismo, establece los siguientes lineamientos para la Autogeneración a Gran Escala:

- Los Autogeneradores a Gran Escala deben tener condiciones similares de participación en el mercado (venta de excedentes) a aquellas aplicables a los generadores, en relación con las cantidades de energía entregadas a la red. Además, incluye las condiciones de participación en el Cargo por Confiabilidad.
- Estos Autogeneradores deben suscribir un contrato de respaldo⁵ por la disponibilidad de la red.
- La UPME define el límite para ser Autogenerador a Pequeña Escala. Este límite no puede ser superior al del despacho central (actualmente en 1 MW – Resolución CREG 096 de 2019).

Decreto MME 1623 de 2015

Este decreto establece los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica. Define la prioridad del uso de FENC para la energización de redes aisladas del SIN o Zonas No Interconectadas. En relación con estas últimas determina que las nuevas inversiones con FENC, el cargo que remunera la generación es aquel de la generación con combustible Diesel en el momento de la inversión y será estable durante el tiempo necesario para recuperar los costos eficientes de inversión.

⁵ La forma de cálculo del cargo por respaldo está definida en el Capítulo 10 de la Resolución CREG 015 de 2018, la cual establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución.

Decretos MME 2143 de 2015 y MHCP 829 de 2020

Mediante estos decretos se reglamentan los requisitos para la obtención de los incentivos establecidos en la Ley 1715, así como los plazos de los trámites a cargo de la UPME.

Es importante resaltar que el decreto MHCP 829 de 2020 establece que solo se requiere la aprobación de la UPME para concretar los beneficios establecidos en la Ley 1715 de 2014, eliminando el trámite ante la ANLA, lo cual hasta el primer semestre de 2020 ha supuesto una barrera a la implementación de las FNCER. Adicionalmente a lo anterior, fija un plazo máximo de 45 días hábiles para el pronunciamiento de la UPME, lo cual impulsará el desarrollo de las FNCER (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2020).

Decreto MME 348 de 2017

Establece los parámetros para ser considerado Autogenerador a pequeña escala en los mismos términos del decreto 2469 de 2014, con la salvedad de que deben ser aquellos cuya capacidad instalada sea inferior a la definida por la UPME.

Determina que la CREG debe establecer un trámite simplificado para la conexión y entrega de excedentes para los Autogeneradores a pequeña escala – AGPE – y específicamente para el caso de aquellos que utilicen FNCE Renovables, los excedentes que entreguen a la red de distribución podrán ser reconocidos mediante un esquema de medición bidireccional, como créditos de energía. Asimismo, determina que los AGPE con capacidad instalada menor o igual a 100 kW no requieren contratar respaldo de la red.

Resolución UPME 281 de 2015

Mediante esta resolución la UPME determina que el autogenerador a pequeña escala – AGPE – será aquel cuya capacidad instalada sea menor o igual a 1 MW.

Decreto 0570 de 2018 y Resolución MME 4-0791 de 2018

El Decreto 0570 de 2018 establece los lineamientos para definir e implementar un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para los proyectos de generación de energía eléctrica, complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista (Ministerio de Minas y Energía, 2018b).

Los objetivos de este mecanismo son:

- *“Fortalecer la resiliencia de la matriz de generación de energía eléctrica ante eventos de variabilidad y cambio climático a través de la diversificación del riesgo.”*
- *“Promover la competencia y aumentar la eficiencia en la formación de precios a través de la contratación de largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica nuevos y/o existentes.”*
- *“Mitigar los efectos de la variabilidad y cambio climático a través del aprovechamiento del potencial y la complementariedad de los recursos energéticos*

renovables disponibles, que permitan gestionar el riesgo de atención de la demanda futura de energía eléctrica.”

- *“Fomentar el desarrollo económico sostenible y fortalecer la seguridad energética regional.”*
- *“Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sector de generación eléctrica de acuerdo con los compromisos adquiridos por Colombia en la Cumbre Mundial de Cambio Climático en París (COP21).”*

En desarrollo del mencionado Decreto, la resolución MME 4-0590 de 2019⁶ (que reemplazó a la Res. MME 4-0791 de 2018) establece los procedimientos para el desarrollo de subastas de energía renovable no convencional, cuyo resultado es la contratación a largo plazo de la energía entregada por los generadores adjudicatarios de las mismas a los comercializadores compradores. Es de anotar que estos contratos serán del tipo Pague lo Contratado, con una duración entre 10 y 20 años, según decida el MME en cada subasta y estarán sujetos a las reglas del Mercado Mayorista para determinar las cantidades contratadas (Ministerio de Minas y Energía, 2019b).

Igualmente, y en desarrollo de lo dispuesto en la Resolución MME 4 0591 de 2019, el Ministerio de Minas y Energía a través de la Resolución MME 4 0725 de septiembre 18 de 2019, define que la energía no casada en la subasta; es decir, la diferencia positiva (en caso de que exista) entre la demanda objetivo y la energía asignada en la subasta, será asignada a los comercializadores en proporción a la demanda regulada no asignada en el proceso de contratación (promedio de los dos años anteriores). El precio de adjudicación corresponderá a las ofertas de menor precio hasta la cantidad a asignar (diferencia entre demanda objetivo y energía asignada), sin que el precio supere los máximos definidos según la Resolución MME 4 0590 de 2019 (Ministerio de Minas y Energía, 2019c).

La primera subasta exitosa⁷ fue realizada el 22 de octubre de 2019 para un período de suministro de 15 años que comienza el 1 de enero de 2022. Esta subasta tuvo como resultado la asignación de 10.186 MWh-día, obteniendo un precio promedio ponderado de 95,65 COP/kWh. En términos de energía, los proyectos asignados corresponden en un 17,39% a generación solar fotovoltaica y un 82,61% a generación eólica (UPME, 2019a). Asimismo, fueron asignados 1.864,5 MWh-día a través del mecanismo complementario (para adjudicar la demanda objetivo total que era de 12.050 MWh-día), obteniendo un precio promedio de 106,66 COP/kWh (UPME, 2019b); asignando 1,26% a proyectos solares y el restante 98,74% a eólicos.

La operación del sistema en presencia de fuentes de energía variables

En junio de 2019, la CREG emitió la resolución 060 de 2019 (GREG, 2019a), “por la cual se hacen modificaciones y adiciones transitorias al Reglamento de Operación para permitir la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN.” Esta resolución

⁶ Modificada por la Resolución MME 4-0678 de agosto 26 de 2019

⁷ La primera subasta, que fue realizada con base en las reglas de la Res. MME 4-0791 de 2018 no llegó a feliz término por incumplir los criterios de competencia establecidos por la CREG. Esto motivo el cambio de la norma para definir nuevas condiciones de concurrencia que permitieran cumplir con criterios de competencia.

actualiza la regulación en cuanto a la planeación operativa, conexión, coordinación, supervisión y control del sistema, considerando la entrada de plantas con fuentes de energía no convencionales, así como las nuevas tecnologías de transporte y almacenamiento de electricidad.

La modificación al Código de Operación, incluye explícitamente los recursos solares y eólicos dentro de la planeación operativa que hace el CND, además de regular aspectos tales como la participación de estos generadores en la regulación primaria, así como los requisitos que deben cumplir en aspectos de coordinación de mantenimientos, supervisión y control operativos, así como la información que deben proveer para el correcto funcionamiento del sistema.

Asimismo, la Resolución CREG 096 de agosto de 2019 (CREG, 2019b) modifica los límites para optar por el despacho centralizado, los cuales pasan de 10 a 1 MW de capacidad instalada. De acuerdo con lo anterior, cualquier planta conectada al SIN (no se refiere a Autogeneradores, sino aquellos recursos conectados directamente a la red pública) con una capacidad instalada mayor a 1 MW puede decidir ser despachada centralmente por el Centro Nacional de Despacho – CND -; esto es, presentar oferta de precio y declaración de disponibilidad diariamente para el despacho económico. La excepción a esta regla la representan las plantas denominadas Filo de Agua, las cuales son despachadas centralmente a pesar de no presentar ofertas de precio para el despacho económico.

Las FNCER y el Cargo por Confiabilidad

Tal como se ha establecido para otras tecnologías, la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad – ENFICC – ha sido definida también para algunos de los tipos de FNCER tales como las plantas solares, eólicas y geotérmicas. Este mecanismo permite que estos recursos puedan participar en el mercado de confiabilidad y, por tanto, obtener ingresos a largo plazo como contrapartida a estar disponibles para atender la demanda en condiciones críticas; es decir, cuando el Precio de Bolsa supera al Precio de Escasez. Esta situación se presenta cuando la oferta energética es disminuida y actualmente, y desde su creación, el cargo por confiabilidad considera que esto ocurre cuando hay fenómenos de El Niño, que para el caso colombiano se manifiesta por la ausencia de lluvias y el aumento de la temperatura.

En marzo de 2019 fueron adjudicados mediante este mecanismo, 1.398 MW de capacidad entre plantas solares y eólicas, que aportarán un total de Energía Firme de 727,13 GWh (Obligaciones de Energía Firme) (XM, 2019).

Las resoluciones que definen la metodología para el cálculo de la ENFICC de estas tres tecnologías son:

ENFICC de las plantas geotérmicas

Se estableció mediante la resolución 132 de 2014, como el producto de la potencia neta de la planta multiplicada por el flujo del recurso geotérmico, todo afectado por la

Indisponibilidad Histórica Forzada – IHF -. Es importante aclarar que el cálculo de la potencia neta depende de la temperatura ambiente y la del recurso en el reservorio, requiriéndose para el cálculo de la ENFICC una serie histórica de 10 años. La ENFICC diaria corresponde al mínimo valor de la energía mensual calculada anual.

Para estos recursos es posible declarar una ENFICC superior a la ENFICC Base, aquella con 100% de Probabilidad de Ser Superada -PSS -, e inferior a la ENFICC con el 95% PSS, siempre y cuando respalde la diferencia con una garantía.

ENFICC de las plantas eólicas

Definida por la resolución 167 de 2014, está en la misma línea de la definida para las plantas geotérmicas, requiriendo también información histórica de 10 años y definiendo una ENFICC correspondiente al 6% de la Capacidad Efectiva de la planta para aquellos recursos que no cuente con información. Para aquellos recursos con información, la ENFICC es determinada con base en los valores mínimos de energía para cada año utilizado en el cálculo.

ENFICC de las plantas solares

La resolución 201 de 2017 estableció la metodología, la cual consiste en estimar la energía generada con base en la información de irradiación y teniendo en cuenta además de la capacidad de la planta, las pérdidas, la inclinación de la infraestructura y la temperatura; todo ello afectado por la indisponibilidad histórica, de acuerdo a lo estipulado en la normatividad. La ENFICC será el mínimo de los valores anuales de energía.

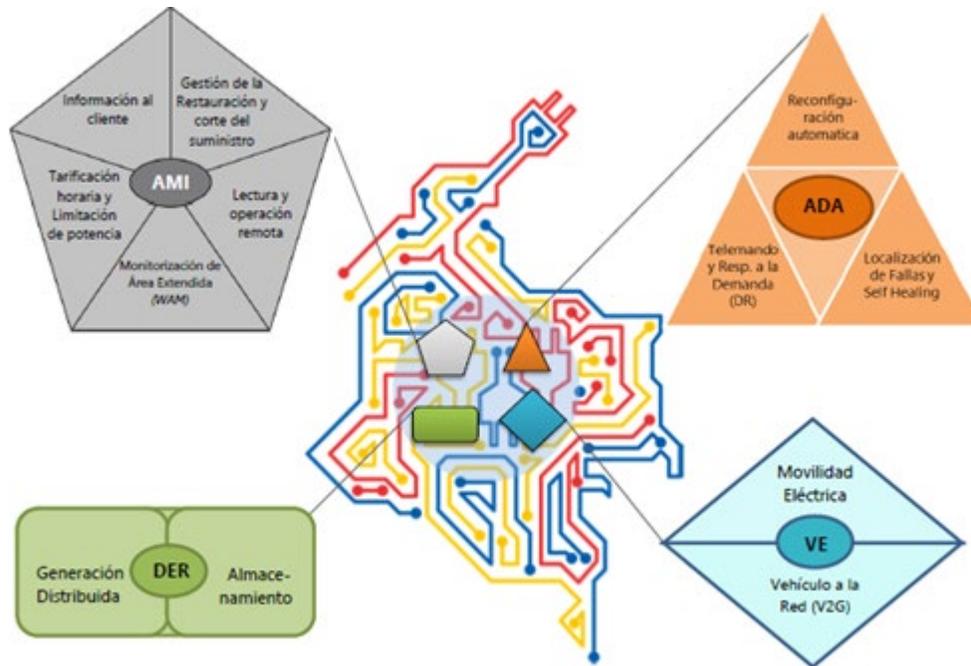
Redes Inteligentes

En relación con la implementación de redes inteligentes en Colombia, el documento “Smart Grids Colombia: Visión 2030” contiene recomendaciones sobre la manera como, a juicio de los participantes del estudio, debe desarrollarse este tema. Este estudio analiza cuatro tecnologías que, según sus autores, posibilitan la creación de una red inteligente (BID – UPME, 2016):

- Infraestructura de medición avanzada (AMI)
- Automatización de la red (ADA)
- Recursos energéticos distribuidos (Distributed Energy Resources – DER)
- Movilidad eléctrica (VE)

El significado de cada una de ellas para el desarrollo de Redes Inteligentes – RI – es resumido en el gráfico 1:

Gráfico 1. Principales funcionalidades para el desarrollo de RI en Colombia.



Fuente: BID, 2016. documento “Smart Grids Colombia: Visión 2030”.

Con base en lo anterior y a partir de un diagnóstico de estos aspectos para Colombia, los autores proponen como actividades críticas, las siguientes:

Infraestructura de medición avanzada:

- Proponen regular la propiedad de la información generada en la medición, así como el desarrollo de la tarificación horaria.

Automatización de la red:

- Falta de programas de apoyo a la inversión a los Operadores de Red, con el fin de mejorar la cobertura de la mejora en la continuidad del servicio.

Recursos energéticos distribuidos:

- Consideran que deben realizarse estudios técnicos de operación y estabilidad que permitan determinar las acciones requeridas para evitar la degradación de la red ante la penetración de generación distribuida (autogeneración).

Vehículos eléctricos:

- Proponen incentivar su penetración en contraposición al uso del vehículo de combustión interna y estudiar el impacto que la carga y descarga pueda tener en el sistema eléctrico.

A partir de estas recomendaciones, a la fecha el Gobierno Nacional ha desarrollado la regulación de la venta de excedentes de autogeneración y la resolución 4 0072 de 2018, la cual establece los mecanismos para implementar la Infraestructura de Medición Avanzada en el servicio de energía eléctrica, y que pretende facilitar la implementación de esquemas

de eficiencia energética, respuesta de la demanda y modelos de tarificación horaria o canastas de tarifas, así como permitir la incorporación de la autogeneración, almacenamiento (a pequeña escala), generación distribuida y vehículos eléctricos, mejorar la calidad del servicio, dinamizar la competencia en la comercialización minorista, generar nuevos modelos de negocios y servicios, gestionar la reducción de pérdidas y reducir los costos de prestación del servicio (Ministerio de Minas y Energía, 2018a, Artículo 4).

Esta resolución determina que la CREG deberá establecer las condiciones para la implementación de la infraestructura de medición avanzada en el Sistema Interconectado Nacional, con el fin de dar cumplimiento a los objetivos antes señalados. En relación con los vehículos eléctricos, la Ley 1964 de 2019 establece incentivos para la promoción del uso de vehículos eléctricos y de cero emisiones; estos incentivos comprenden la limitación del impuesto vehicular a máximo el 1% del valor del vehículo, descuentos en la revisión técnico-mecánica, exención de las medidas de restricción a la movilidad (tales como el pico y placa y el día sin carro) y otras disposiciones para facilitar la incorporación de vehículos eléctricos en el transporte público de pasajeros y en la flota de vehículos de las entidades estatales.

No obstante, la reglamentación asociada a redes inteligentes comprende no solo estas cuatro tecnologías sino aquella que promueva el desarrollo de todo el ecosistema de tecnología de información e incluya también el almacenamiento a gran escala y la generación con recursos no convencionales, así como también el desarrollo de nuevos modelos de comercialización de la energía o los servicios asociados (confiabilidad, disponibilidad, seguridad, resiliencia, calidad, etc.) tanto por los prestadores tradicionales como por los usuarios.

A continuación, presentamos el estado del arte en materia regulatoria para aquellos temas de redes inteligentes relacionados con el sector eléctrico. No incluimos los vehículos eléctricos por no ser del alcance de esta investigación.

3. Recursos Energéticos Distribuidos

Autogeneración

Hasta la expedición de la Ley 1715 de 2014, los consumidores que contaran con generación dentro de sus instalaciones únicamente podían generar para sus propios consumos. Esta Ley modificó la definición de autogeneración permitiendo la venta de excedentes a la red, mediante esquemas que posteriormente definiría la CREG. Asimismo, estableció una clasificación en autogeneradores a grande y pequeña escala, según criterio de la UPME. Bajo esta clasificación, los autogeneradores a pequeña escala son aquellos cuya capacidad instalada es menor o igual que 1 MW y, a gran escala, con capacidad instalada mayores a este valor.

Autogenerador a gran escala

La resolución CREG 024 de 2015 regula la actividad de autogeneración a gran escala en el Sistema Interconectado Nacional – SIN. Esta norma establece (CREG, 2015a):

- Un autogenerador a gran escala solo puede ser atendido como consumidor en condición de usuario no regulado.
- El autogenerador que quiera vender excedentes debe ser representado para ese efecto por un generador ante el Mercado de Energía Mayorista. La venta de excedentes, por tanto, se realiza con las mismas reglas usadas para la venta de generación y esta energía (excedentes) hace parte del portafolio del generador que representa al autogenerador ante el mercado.
- La capacidad de potencia que excede sus consumos debe ser declarada al Centro Nacional de Despacho como Potencia Máxima Declarada.
- La medición de excedentes de autogeneración es realizada en el mismo punto de conexión del consumidor a la red.
- La conexión de autogeneradores a gran escala debe cumplir la normatividad de los generadores conectados a la red pública. Esto aplica para el caso en el cual el autogenerador desee entregar excedentes a la red, ya que en este caso debe reservarse capacidad de la red para la entrega de energía.
- Para autogeneradores entre 1 y 5 MW de capacidad, debe aplicarse el procedimiento simplificado de conexión establecido en el artículo 11 de la resolución CREG 030 de 2018.
- El autogenerador está obligado a suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o transportador al cual se conecte, acorde con las condiciones de la conexión. El procedimiento de cálculo del costo de respaldo, establecido en la Resolución CREG 030 de 2018, determina las cantidades respaldadas a partir de la saturación de la red del Operador de Red y las horas en que esto pueda ocurrir, y de las cantidades realmente requeridas por el usuario-autogenerador, en caso de desconexión de su autogeneración.
- Finalmente establece que la energía autogenerada (para lo cual debe calcularse la línea base de consumo en condiciones de autogeneración) no tiene el cubrimiento del precio de escasez; esto es, no tiene un límite tarifario correspondiente a este último y, por tanto, cuando se presenten condiciones de escasez (precio de bolsa supere al precio de escasez), la energía que consuma del SIN un autogenerador y que sea superior a su línea base de consumo será liquidada al comercializador que atiende la demanda del autogenerador al precio de bolsa. Por tanto, el comercializador podrá trasladar este costo al autogenerador.

Autogenerador a pequeña escala

Las disposiciones aplicables a la autogeneración a pequeña escala (capacidad instalada menor o igual a 1 MW) están contenidas en la Resolución CREG 030 de 2018 y pueden resumirse así (CREG, 2018a):

- El Crédito de Energía es definido como la “*cantidad de energía exportada a la red por un AGPE (Autogenerador a pequeña escala) con FNCER (Fuentes No Convencionales de Energía Renovable) que se permuta contra la importación de energía que éste realice durante un periodo de facturación*”.
- El AGPE debe declarar al Operador de Red la capacidad instalada de autogeneración.
- Establece que cuando la energía exportada a la red por los AGPE y los generadores distribuidos (potencia instalada menor o igual a 0.1 MW) supere el 4% de la demanda comercial nacional del año anterior, la CREG revisará y podrá modificar las condiciones de conexión y remuneración de las exportaciones de energía de los AGPE.
- **En el nivel 1 de tensión (CREG, 2018a, Artículo 5) (menor a a 1 kV) y si el AGPE va a entregar energía a la red:**
 - i. La sumatoria de la potencia instalada de los GD o AGPE que entregan energía a la red debe ser igual o menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación donde se solicita el punto de conexión. La capacidad nominal de una red está determinada por la capacidad del transformador.
 - ii. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea distinto al compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión.
 - iii. La cantidad de energía en una hora que pueden entregar los GD o AGPE que entregan energía a la red, cuyo sistema de producción de energía sea el compuesto por fotovoltaico sin capacidad de almacenamiento, conectados al mismo circuito o transformador del nivel de tensión 1, no debe superar el 50% de promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registradas para el año anterior al de solicitud de conexión en la franja horaria comprendida entre 6 am y 6 pm.
- Los Operadores de Red deben contar con un sistema informático para gestionar la conexión de los AGPE.

- Establece los procedimientos de conexión simplificados para AGPE con potencias de hasta 0.1 MW. Básicamente el OR solicita información y audita los datos entregados para autorizar la conexión. No exige contrato de respaldo para AGPE con capacidad inferior a 100 kW.
- Para los AGPE con capacidades entre 0.1 MW y 1 MW se requiere la elaboración de un estudio de conexión “simplificado”.
- Los AGPE que entregan excedentes a la red deben cumplir el Código de Medida (resolución CREG 034 de 2014), pero no requiere cumplir con: i) contar con contador de respaldo, ii) verificación inicial de cumplimiento por la firma verificadora y iii) si vende sus excedentes al Comercializador-Distribuidor al cual se conecta, no requiere enviar las medidas al ASIC diariamente.
- Venta de excedentes de los AGPE:
 - a. Si es un AGPE que no utiliza FNCER
 - i. A un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista relación de control entre el comprador y el vendedor, entendido este en los términos del numeral 4 del artículo 45 del Decreto 2153 de 1992. En este caso, el precio de venta será única y exclusivamente el precio en la bolsa de energía en cada una de las horas correspondientes. En los días en que exista periodo crítico el precio de bolsa de energía aplicable es el precio de escasez ponderado de ese día según lo define en la Resolución CREG 140 de 2017.
 - ii. A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.
 - iii. Al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio horario en la bolsa de energía.
 - b. Si es un AGPE que utiliza FNCER
 - i. A un comercializador que atiende mercado regulado, directamente sin convocatoria pública, siempre y cuando no exista relación de control entre el comprador y el vendedor. En este caso, el precio máximo de venta es el precio definido en el literal c. siguiente.
 - ii. A generadores o comercializadores que destinen dicha energía a la atención exclusiva de usuarios no regulados. En este caso, el precio de venta es pactado libremente.

- iii. Al comercializador integrado con el OR, quien está obligado a recibir los excedentes ofrecidos. En este caso, el precio de venta es el precio definido en el literal c. siguiente.
- c. Créditos de energía para AGPE con FNCER
 - i. Para AGPE con capacidad instalada menor o igual a 0,1 MW
 - Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador cobra al AGPE por cada kWh el costo de comercialización.
 - Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, son liquidados al precio horario de bolsa de energía correspondiente (CREG, 2018a, Artículo 5).
 - ii. Para AGPE con capacidad mayor a 0,1 MW
 - Los excedentes que sean menores o iguales a su importación serán permutados por su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación. Por estos excedentes, el comercializador cobrará al AGPE por cada kWh el costo de comercialización y los servicios de Transmisión, Distribución, Pérdidas y Restricciones. En el caso de usuarios no regulados, estas variables corresponden a las pactadas entre las partes.
 - Los excedentes que sobrepasen su importación de energía eléctrica de la red en el periodo de facturación, son liquidados al precio horario de bolsa de energía correspondiente (CREG, 2018a, Artículo 5).

Autogeneración en las Zonas No Interconectadas – ZNI

La resolución CREG 038 de 2018 establece las reglas para el ejercicio de la actividad de autogeneración en las ZNI.

Esta resolución define las condiciones de la conexión del autogenerador a las redes del distribuidor, así como el contenido del contrato de conexión entre el distribuidor de la ZNI y el usuario Autogenerador, excluyendo de la firma de este contrato a los Autogeneradores con capacidad instalada menor a 100 kW, quienes deberán sujetarse a un procedimiento de conexión simplificado. En relación con la capacidad de los sistemas para asimilar excedentes de autogeneración, define que *“la sumatoria de la potencia disponible para entrega de excedentes de los autogeneradores existentes en la red de distribución debe ser menor al 15% de la capacidad nominal del circuito, transformador o subestación, expresada en*

kilovatios (kW), donde se solicita el punto de conexión.” Es de anotar que esta restricción es similar a aquella establecida para la autogeneración en el SIN (CREG, 2018b).

Además, establece los deberes de los distribuidores, de tal manera que los Autogeneradores puedan conocer con certeza el estado de su solicitud de conexión, para lo cual determina que estos deben contar con un sistema de información “*que permita la captura, procesamiento, almacenamiento, actualización y publicación de la información de la actividad de autogeneración presentes en los sistemas de distribución que se encuentren bajo su operación*”, incluso la disponibilidad del sistema.

Respecto a las obligaciones de los Autogeneradores en las ZNI, esta resolución define tres categorías: i) sin estar conectado a las redes del distribuidor, ii) conectado a las redes del distribuidor, pero sin entregarle energía y iii) conectado y entregando excedentes. En el primero y segundo caso, exige que el autogenerador informe al distribuidor la existencia de la generación al interior del usuario, así como la información técnica de la misma, aunque no es clara cuál es la motivación de esta medida ni cómo controla su cumplimiento para los Autogeneradores que no están conectados a la red de distribución. Cuando entrega excedentes, deberá informar a la UPME las especificaciones técnicas de los equipos de autogeneración y la potencia disponible para entrega de excedentes declarada al distribuidor.

Los excedentes de generación deben permutarse por su equivalente en importación (créditos de energía). Si en un período de facturación, consume más que lo que entrega a la red, paga los valores correspondientes por la energía consumida. Si en un período de facturación, exporta más que lo que consume, la energía es pagada al cargo G aplicable.

Generación distribuida

Hasta la expedición de la resolución CREG 030 de 2018 no existía en la regulación una definición explícita de “Generación Distribuida”, esta correspondía tanto a la autogeneración, como la cogeneración y a aquellos recursos denominados Plantas Menores (menores de 20 MW de capacidad instalada). Con esta resolución la generación distribuida es definida como aquella que está ubicada cerca de los centros de consumo, está conectada al Sistema de Distribución Local – SDL – y tiene una potencia instalada menor o igual a 0,1 MW.

Esta resolución establece que la generación distribuida comparte las disposiciones de los AGPE en cuanto a la conexión del sistema y el suministro de información a los Operadores de Red. En relación con la venta de energía, el generador distribuido – GD, puede usar los mecanismos de venta establecidos para las plantas menores en la resolución CREG 086 de 1996⁸, esto es, puede vender directamente a un comercializador para atender su mercado regulado al Precio de Bolsa menos COP1/kWh, participando de las convocatorias públicas para tal fin, a precios pactados libremente a los agentes del mercado. Esta disposición es

⁸ Modificada casi en su totalidad por la Resolución CREG 039 de 2001.

consecuencia de que los generadores despachados centralmente deben recaudar la contribución para el Fondo de apoyo financiero para la energización de las zonas no interconectadas – FAZNI -.

Respuesta de la demanda

La Resolución 011 de 2015 regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica (CREG, 2015b). El inconveniente principal de esta norma es que únicamente se reconoce el pago al usuario en el evento de reducción, sin incluir una remuneración por la disponibilidad, lo cual genera incertidumbre sobre la frecuencia y el valor de los ingresos a recibir.

Esta regulación:

- Establece el procedimiento únicamente para condiciones críticas, definido como aquellas que presenta el mercado mayorista de energía cuando el precio de bolsa es mayor al precio de escasez.
- Para este efecto, los consumidores participantes son representados por un comercializador, el cual puede o no ser quien les provee electricidad.
- El comercializador, en representación de los usuarios participantes, presentan diariamente una única oferta de precio para las 24 horas y la declaración de la reducción de energía para cada periodo horario.
- El despacho de este recurso solo procederá si el Precio de Bolsa – Pb - supera al Precio de Escasez – Pe - en al menos un 8%; es decir, cuando cumpla la condición: $P_b \geq 1.08 P_e$. Asimismo, el precio de oferta del recurso de Respuesta de la Demanda – RD - debe ser inferior a la diferencia entre el Precio de bolsa y el Precio de Escasez, así: $P_{oferta_RD} \leq (P_b - 1.08 P_e)$. Esto debido a que los recursos con los cuales se paga a la RD provienen de esta diferencia. En el despacho esta condición es verificada a través del predespacho ideal.
- La medida del cumplimiento de la reducción se realiza individualmente por consumidor, lo cual no permite la gestión de portafolio por el agente agregador (en este caso, un comercializador). Por tanto, no es posible para el comercializador que representa un grupo de usuarios, configurar un portafolio de recursos de tal manera que minimice el riesgo de incumplimiento, toda vez que no es permitido para un usuario contabilizar como reducción de consumo, ningún valor por encima del cual registró. Es decir, si un usuario reduce menos no es posible compensar este menor valor con mayores reducciones en los demás usuarios. Esto introduce un riesgo para el sistema al minimizar la probabilidad de cumplir la reducción esperada por el operador del sistema.
- El consumidor que sea llamado a reducir su consumo recibe una remuneración por evento equivalente al producto de la diferencia entre el Precio de bolsa (que no incluye el Precio

del Cargo por Confiabilidad) de la hora y el Precio de escasez, y la demanda verificada reducida.

Anterior a esta norma y únicamente con el fin de “facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme” (CREG, 2010) por parte de los generadores, la Comisión expidió la Resolución 063 de 2010 sobre Demanda Desconectable Voluntaria. Sin embargo, esta no tiene como objetivo la participación de la demanda sino facilitar el cumplimiento de las obligaciones de los generadores. A pesar de ello, puede ser utilizada como un mecanismo más de participación de la demanda.

4. Almacenamiento

Almacenamiento de energía eléctrica a pequeña escala

Para el caso de los usos detrás del contador, tanto de consumidores finales como de generadores, no existe la necesidad de regulación; de hecho, es recomendable que no se establezcan condiciones para estos servicios y, así, los negocios relacionados puedan desarrollarse en competencia y sin barreras. No obstante, cuando estos sistemas son utilizados en conexiones a la red de distribución, su operación puede requerir regulación técnica y comercial, toda vez que, según su tamaño, tienen la capacidad de influir, tanto en la operación de los sistemas a los que están conectados como en las transacciones comerciales de sus propietarios. Lo anterior no implica que la conexión de sistemas de almacenamiento a redes de distribución sea considerada como dañina para la operación o para el mercado, sino que deben tenerse en cuenta ciertas condiciones de operación para no afectar la confiabilidad de suministro o se originen situaciones de posición dominante de los agentes verticalmente integrados.

Micro-redes

Actualmente las micro-redes son un tema en exploración en el sistema colombiano. Sin embargo, sus aplicaciones pueden potenciar muchos modelos transaccionales, así como una participación realmente activa de los consumidores (prosumidores) en el mercado eléctrico. Igualmente, pueden facilitar la solución a problemas de cobertura de electricidad cuando existen integración de sistemas de generación renovable y almacenamiento.

No obstante, ya empieza a verse alguna reglamentación que pueden facilitar su desarrollo y más que eso, su uso para resolver problemas reales del sector. Así, el decreto 884 de 2017, expide normas tendientes a la implementación del Plan Nacional de Electrificación Rural en el marco del Acuerdo Final para la Terminación del Conflicto y la Construcción de una Paz Estable y Duradera, establece que el Ministerio de Minas y Energía, con el apoyo del Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE - y de la UPME, debe elaborar cada dos años el Plan Nacional de Electrificación Rural.

Los aspectos más importantes a resaltar en materia de regulación del sector eléctrico son: i) la determinación de que este plan debe tener en cuenta alternativas de electrificación

individual o colectiva y ii) el establecer el uso preferente de Fuentes No Convencionales de Energía como criterio de diseño de estos planes.

En este sentido, lo que en el fondo se está promoviendo es la creación de micro-redes capaces de gestionar los recursos existentes en una zona específica para convertirla en autosostenible, mejorando así la calidad de vida de las comunidades que la usan. Esta disposición hará posible la utilización de alternativas de generación con fuentes renovables para la electrificación de comunidades que, aun estando en el área de influencia del SIN, no tienen servicio de electricidad o este es precario en cuanto a las condiciones de calidad y confiabilidad.

Sin embargo, es necesario el desarrollo regulatorio que elimine las barreras para la ejecución de proyectos de este tipo. Tal vez la principal barrera para su desarrollo sea la disposición regulatoria de que varios usuarios no pueden compartir una fuente de energía; es decir, un consumidor puede autogenerar y vender excedentes al sistema, pero no que los vecinos se asocien para darle uso compartido. Esto hace virtualmente imposible la instalación de un generador solar, por ejemplo, en una vereda, para abastecerla de manera comunal. Bajo la regulación actual, este generador debe vender la energía a la red y los usuarios de la vereda debe comprarla a la red, perdiendo el beneficio de autogenerar para su consumo antes de comprar a la red.

Asimismo, el decreto MME 1623 de 2015 establece lineamientos de política para promover la creación de micro-redes como solución a problemas de cobertura del servicio en áreas aisladas, las cuales están en principio, en cabeza de los Operadores de Red. Este decreto establece que los distribuidores puedan implementar programas de electrificación basados en micro-redes, para lo cual pueden hacer uso de los fondos destinados para ello.

Almacenamiento a Gran Escala

A pesar de que no existía la reglamentación para la remuneración del almacenamiento de energía eléctrica como alternativa para prestar servicios de la red de transporte y para la expansión del sistema, en el Plan de Expansión 2015-2029, la UPME identificó que los sistemas de almacenamiento representan una alternativa eficiente y eficaz para resolver algunos problemas de expansión del sistema. Particularmente en el área del Atlántico, dados los altos costos de la infraestructura a niveles de tensión de 220 kV y la gran dificultad de construir infraestructura de redes a nivel de sub-transmisión en Barranquilla (niveles de tensión inferiores a 220 kV) ya que se requeriría implementarlas pasando por áreas residenciales, lo que lleva a la necesidad de que estas redes sean subterráneas y por tanto muy costosas en términos económicos y de tiempo de ejecución.

Con base en esta y otras necesidades identificadas por la UPME, que requieren soluciones urgentes, la CREG emitió la Resolución 098 de 2019 (CREG, 2019c), la cual define los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional. Esta resolución define:

El Sistema de Almacenamiento de Energía eléctrica con Baterías – SAEB - como la instalación de grupos de baterías, con sus correspondientes equipos de conexión, corte y protección, que es utilizada para el almacenamiento temporal de energía eléctrica y su posterior entrega al sistema. También hacen parte la interfaz electrónica y el (los) sistema(s) de medición requerido(s).

Esta definición es acorde con la técnica en el sentido de incluir tanto baterías ubicadas en una misma instalación como las agrupaciones de instalaciones de baterías manejadas como un único equipo y se refiere únicamente a aquellos sistemas de almacenamiento basados en baterías, dejando de lado aquellos basados en centrales de bombeo hidráulico.

Además, establece que la UPME será quien identifique la necesidad del SAEB, incluyéndolo en el plan de expansión e indicando si se requiere para suplir necesidades en el Sistema de Transmisión Nacional – STN – (tensiones superiores a 220 kV) o en un Sistema de Transmisión Regional – STR – (tensiones entre 57.5 y 220 kV). En cualquier caso puede conectarse a niveles inferiores de tensión sin perder la naturaleza de la necesidad; es decir, un proyecto que alivia necesidades del STN puede ser requerido en niveles de tensión inferiores (lo mismo aplica para el STR). La UPME también identificará, la(s) necesidad(es) que mitigará el proyecto, la fecha de puesta en operación, la subestación y el nivel de tensión donde es requerida su conexión.

Esta resolución establece que los SAEB requeridos para aliviar congestiones en estos sistemas serán desarrollados por los inversionistas que resulten seleccionados en procesos de convocatoria en los cuales pueden participar tanto los agentes actuales del sector eléctrico, como nuevos inversionistas nacionales o extranjeros⁹ y serán operados por el Centro Nacional de Despacho – CND -; es decir, las decisiones de carga y descarga no serán tomadas por los inversionistas, lo cual convierte a estos activos en una herramienta más para el despacho.

Es importante resaltar el hecho de que el CND deberá incorporar el SAEB a la operación del sistema con el objetivo de minimizar el costo de operación del SIN y el alivio de las congestiones respectivas. Esta forma de operar las baterías reporta grandes beneficios para los consumidores, puesto que disminuye el costo de la operación y, por tanto, de las componentes de Generación (compra de energía) y de Restricciones de la tarifa al usuario final. Esta resolución estará vigente hasta el 31 de diciembre de 2022, ya que la CREG se encuentra estudiando la regulación para la participación de los SAEB en otros servicios de red, tales como los servicios complementarios (principalmente la regulación de frecuencia).

En relación con la remuneración, esta se hará a través de un Ingreso Anual Esperado definido por la CREG, el cual es el resultado de la adjudicación de las ofertas presentadas en el proceso de selección de la UPME. Esta metodología guarda gran similitud con aquella usada para la remuneración de la transmisión. El período de pagos será definido por la UPME de acuerdo con la necesidad a satisfacer.

⁹ “En los procesos de selección podrán participar los transmisores nacionales, TN, los operadores de red, OR, los transmisores regionales, TR, los generadores, los comercializadores y los terceros interesados nacionales o extranjeros.” (CREG, 2019c, Artículo 10).

5. Discusión

En este paper hemos presentado en detalle la reglamentación aplicable a las Fuentes de Energía no Convencionales, a los Recursos Energéticos Distribuidos y al almacenamiento de energía eléctrica en Colombia. Evidenciamos que se pueden mejorar los mecanismos de respuesta de la demanda existentes, en el sentido de que estos respondan a los requerimientos operativos del sistema y que ofrezcan mayor seguridad de suministro al mercado, así como incrementar la elasticidad de la demanda y, por tanto, una mejora en la eficiencia en precios del mercado; el mecanismo de Demanda Desconectable Voluntaria, si bien cuenta con una participación de aproximadamente 100 usuarios, solo ofrece respaldo a los generadores para su remuneración del cargo por confiabilidad, pero no está diseñado para prestar servicios al sistema y en este sentido, la demanda no participa activamente del mercado eléctrico.

Asimismo, debe eliminarse las barreras al establecimiento de micro-redes y profundizar en la adopción de fuentes de energía renovables no convencionales a nivel de los consumidores (usuario final) con el fin de contar con una matriz energética más confiable y resiliente. De otra parte, la variabilidad de la generación con recursos renovables exigirá la existencia de servicios de flexibilidad, los cuales pueden ser prestados tanto por la demanda a través de mecanismos de respuesta de la demanda, así como por sistemas de almacenamiento, que puedan inyectar o demandar de la red las cantidades de energía requeridas para balancear el sistema. Puede ser también necesario implementar otros mecanismos de mercado tendientes a que los agentes (incluyendo los agregadores de demanda) puedan ajustar sus posiciones de venta o de compra en el mercado en el momento de la operación, tales como los mercados intradiarios. Es de anotar que actualmente la CREG está realizando algunos estudios sobre este tema.

Un punto adicional a tener en cuenta corresponde a la necesidad de eliminar las barreras a las transacciones entre los usuarios, esto es, la posibilidad de que los consumidores que cuenten con energía o servicios de flexibilidad puedan ofrecerla a otros usuarios, lo cual, bajo la normatividad vigente no es posible. Es de resaltar que con la regulación vigente, una comunidad que sea abastecida desde el sistema interconectado no tiene la posibilidad de instalar un generador solar para autoabastecerse, sino que está en la obligación de entregar esa energía a la red y contratar con un comercializador, ya que solo puede autoproducir para un consumidor individual. Esta restricción y algunas adicionales que no permiten al consumidor administrar completamente su riesgo de abastecimiento y de precio de energía, deben ser analizadas en el marco de la incorporación de fuentes renovables y los nuevos desarrollos tecnológicos y de gestión de información.

La expedición del decreto MHCP 829 de 2020 pretende una mayor celeridad en el trámite de los incentivos de la Ley 1715 para FNCER y gestión energética, ya que este reduce el tiempo de aprobación a 45 días hábiles y, los trámites solo deben realizarse únicamente ante la UPME.

En relación con el almacenamiento, se ha dado un paso importante con la resolución CREG 098 de 2019 para resolver congestiones de la red de transporte, por lo menos hasta diciembre de 2022 – fin de vigencia de esta resolución -, quedando pendiente el establecimiento de las

normas que permitan el uso de esta tecnología para servicios complementarios como la regulación de frecuencia, el control de voltaje y arranque en negro, entre otros.

Desde el diseño del mercado para alcanzar el objetivo de la política energética, referido a seguridad energética, eficiencia en precios, reducción de emisiones y resiliencia, el papel del regulador debe focalizarse en determinar los principios claros que ayuden a una prestación eficiente del servicio, con una intervención mínima de regulación para incentivar la competencia y que simultáneamente no impida el surgimiento de nuevos modelos de negocio o nuevos agentes tales como los prosumidores, los agregadores y los operadores de red distribuidos, entre otros.

Agradecimientos

Los autores agradecen a la Universidad EAFIT por apoyar esta investigación a través de la financiación del proyecto 828-000134. Esta investigación también fue desarrollada en el marco del programa “ENERGÉTICA 2030” con el código 58864 de la iniciativa “Colombia Científica”, el cual fue financiado por el Banco Mundial a través de la convocatoria “778-2017 Ecosistemas Científicos” y administrado por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación - MinCiencias.

Referencias

BID. (2016). Smarts Grids Colombia: Visión 2030 - Parte I. Parte IIIA. Recuperado de: <http://www1.upme.gov.co/Paginas/Smart-Grids-Colombia-Visi%C3%B3n-2030.aspx>

Congreso de Colombia. (1994). Ley 143, Ley Eléctrica. Colombia. Recuperado de: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_0143_1994.html

Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. Colombia. Recuperado de: http://wsp.presidencia.gov.co/Normativa/Leyes/Documents/LEY_1715_DEL_13_DE_MAYO_DE_2014.pdf

Congreso de Colombia. (2019). Ley 1955 de 2019. Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022. Colombia. Recuperado de: http://www.secretariasenado.gov.co/senado/basedoc/ley_1955_2019.html

Corredor, P., Abuchar, M. y Gutiérrez A. (2010). *Gobernabilidad e independencia del operador del sistema y administrador del mercado*. En: Regulación de energía eléctrica y gas: estudios jurídico y económico. Universidad Externado de Colombia.

CREG. (2007). Resolución 119. Por la cual se aprueba la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el SIN. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1aed427ff782911965256751001e9e55/c63f06a9114e1a150525785a007a6fa2>

CREG. (2010). Resolución 063. Por la cual se regula el anillo de seguridad del Cargo por Confiabilidad denominado Demanda Desconectable Voluntariamente. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/1b8ad1b4ea9d21660525785a007a72b3?OpenDocument>

CREG. (2015a). Resolución 024. Por la cual se regula la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN. Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/\\$FILE/Creg024-2015.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/67513914c35d6b8c05257e2d007cf0b0/$FILE/Creg024-2015.pdf)

CREG. (2015b). Resolución 011. Por la cual se regula el programa de respuesta de la demanda para el mercado diario en condición crítica. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/84e16439657b002b05257e52005011b5?OpenDocument>

CREG. (2018a). Resolución 030. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

CREG. (2018b). Resolución 038. Por la cual se regula la actividad de autogeneración en las zonas no interconectadas y se dictan algunas disposiciones sobre la generación distribuida en las zonas no interconectadas. Recuperado de: <https://app.vlex.com/#vid/716634677>

CREG. (2019a). Resolución 060. Por la cual se permite la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SIN. Recuperado de: [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/\\$FILE/Creg060-2019.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/ca640edbe4b7b5100525842d0053745d/$FILE/Creg060-2019.pdf)

CREG. (2019b). Resolución 096. Por la cual se extiende la opción de acceso al despacho central, a plantas menores a 20 MW conectadas al Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/19ecfea452134a0e0525846b006ce9ed?OpenDocument>

CREG. (2019c). Resolución 098. Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento ... en el SIN. Recuperado de: <https://2019.vlex.com/#vid/811528253>

Ministerio de Hacienda y Crédito Público (2020). Decreto 829. Por el cual se reglamentan los artículos 11, 12, 13 Y 14 de la Ley 1715 de 2014, se modifica y adiciona el Decreto 1625 de 2016, Único Reglamentario en Materia Tributaria y se derogan algunos artículos del Decreto 1073, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía. <https://dapre.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%20829%20DEL%2010%20DE%20JUNIO%20DE%202020.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2014). Decreto 2469. Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración. Recuperado de: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180/23517/36864-Decreto-2469-02Dic2014.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2015). Resolución 030. Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional. Recuperado de: <http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191?OpenDocument>

Ministerio de Minas y Energía. (2018a). Resolución 40072. Establece e implementa los lineamientos de política energética en materia de sistemas de medición avanzada. Recuperado de: http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_d9dbab376fb849659b43f8a1ca96b435

Ministerio de Minas y Energía. (2018b). Decreto 0570. Política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación de energía eléctrica. Recuperado de: <http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO%200570%20DEL%2023%20DE%20MARZO%20DE%202018.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2019a). Misión de la Transformación Energética. Recuperado de: <https://www.minenergia.gov.co/documents/10192/24090708/Mision+transformacion.pdf>

Ministerio de Minas y Energía. (2019b). Resolución 40590. Por la cual se define e implementa un mecanismo que promueva la contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica complementario a los mecanismos existentes en el Mercado de Energía Mayorista en cumplimiento de los objetivos establecidos en el Decreto 0570 de 2018. Recuperado de: <https://www.minenergia.gov.co/normatividad?idNorma=48155>

Ministerio de Minas y Energía. (2019c). Resolución 40591. Por la cual se convoca a la subasta de contratación de largo plazo para proyectos de generación de energía eléctrica y se definen los parámetros de su aplicación. Recuperado de: http://legal.legis.com.co/document/Index?obra=legcol&document=legcol_3b67036c9db54b17a1673ed00579cd06

REN21. (2019). Renewables 2019. Global status report. Recuperado de: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2019_full_report_en.pdf

UPME. (2014). Solicitud de certificación para incentivos de proyectos de fuentes no convencionales de energía eléctrica - ley 1715 de 2014. Recuperado de: <https://www1.upme.gov.co/Paginas/incentivos-FNCE.aspx>

UPME. (2015). Resolución 281. Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala. Recuperado de: <http://extwprlegs1.fao.org/docs/pdf/col146970.pdf>

UPME. (2018a). Invierta y gane con energía. Guía práctica para la aplicación de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. Recuperado de: http://www1.upme.gov.co/Documents/Cartilla_IGE_Incentivos_Tributarios_Ley1715.pdf

UPME. (2018b). Informe de registro proyectos de generación. Bogotá. Recuperado de http://www.siel.gov.co/Generacion_sz/Inscripcion/2018/Registro_Sept_2018.pdf

UPME. (2018c). Informe mensual-solicitud de certificación de proyectos de Fuentes No Convencionales de Energía (Fnce)-Incentivos Ley 1715 de 2014.

UPME. (2019a). Circular 046 de 2019. Recuperado de: http://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_046_2019.pdf

UPME. (2019b). Circular 047 de 2019. Recuperado de: https://www1.upme.gov.co/Normatividad/Circular_047_2019.pdf

Velandia, J. y Vargas, M. (2017). Análisis regulatorio y de incentivos para proyectos de fuentes no convencionales de energía renovables (FNCER) en Colombia. Tesis de Maestría en Economía Aplicada. Universidad EAFIT. Colombia.

XM. (2019). Listados de las obligaciones de energía firme asignadas por el ASIC de acuerdo a la resolución vigente. Recuperado de: <http://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/obligacion-de-energia-firme.aspx>