



GUÍA LEGAL

PARA HACER NEGOCIOS
EN COLOMBIA

2 0 2 5

COLOMBIA 
EL PAÍS DE LA BELLEZA

Este documento refleja la legislación vigente en Colombia a la fecha de elaboración del mismo y está destinado a suministrar una información general y básica sobre la Ley Colombiana. No pretende constituir o servir como sustituto o reemplazo de asesoría legal específica respecto a cualquier asunto particular. Tal asesoría legal debe ser obtenida mediante la consulta directa a servicios legales especializados. Para tal efecto les sugerimos contactar a alguna de las firmas que se encuentran en el Directorio de Servicios al Inversionista que aparece en la página web de ProColombia.

www.investincolombia.com.co



ABOGADOS & ASOCIADOS

Estudio Legal Hernandez (ELH)

Dirección

Carrera 13 No. 96-67,
Oficina 512. Edificio Akori.
Ciudad: Bogotá, Colombia.

Teléfono/fax/celular

+57 (601) 6469641

WhatsApp **+57 319 6905765**

E-mail: **contacto@estudiolegalhernandez.com**

CAPÍTULO 09



Mercado de energía

GUÍA LEGAL | PARA HACER NEGOCIOS
EN COLOMBIA | 2 0 2 5



09. MERCADO DE ENERGÍA

9.1. La energía eléctrica como servicio público

El régimen de prestación del servicio público de energía eléctrica en Colombia se encuentra desarrollado de manera general en la Constitución Política y en las Leyes 142 y 143 de 1994.

La generación, distribución, transmisión y comercialización de energía eléctrica son servicios públicos domiciliarios o actividades complementarias del servicio público domiciliario de energía eléctrica y están sujetos a un régimen jurídico especial. Uno de los pilares fundamentales del esquema de prestación de los servicios públicos es la libertad de empresa. Los agentes públicos, privados o mixtos (capital público y privado) tienen derecho a organizar y operar empresas cuyo objeto sea la prestación de un servicio público o una de sus actividades complementarias. Por su parte, la Ley 142 de 1994 en su artículo 15.1. incorpora la figura jurídica de “Empresa de Servicios Públicos” (E.S.P.) como habilitador para la prestación de servicios públicos en el territorio nacional.

Las E.S.P. pueden ser oficiales, mixtas o privadas, dependiendo de la participación de origen privado o estatal en su capital social, y tienen como similitud desarrollar su actividad en competencia (en la medida que cada actividad específica lo permita) y contratar bajo las disposiciones del derecho privado. La constitución de una E.S.P. o la modificación de una sociedad existente para que sea una E.S.P. no requieren autorización previa de autoridad alguna y, en ese sentido, el proceso de constitución o modificación a E.S.P. habrá de seguir el proceso de cualquier otro tipo de sociedad mercantil.

9.2. Institucionalidad del sector

El sector eléctrico está conformado principalmente por las siguientes autoridades:

9.2.1. Ministerio de Minas y Energía (MME)

Entre sus funciones, con relación a las empresas de servicios públicos, están las siguientes:

- i. Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las empresas.
- ii. Elaborar máximo cada cinco años un plan de expansión de la cobertura del servicio público.
- iii. Identificar el monto de los subsidios que debería dar la Nación para el respectivo servicio público.
- iv. Recoger información sobre las nuevas tecnologías y sistemas de administración en el sector.
- v. Impulsar bajo la dirección del presidente de la República, y en coordinación con el Ministerio de Relaciones Exteriores, las negociaciones internacionales relacionadas con el servicio público pertinente.
- vi. Desarrollar y mantener un sistema adecuado de información sectorial, para el uso de las autoridades y del público en general.

9.2.2. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

Es una unidad administrativa especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía y está encargada de establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tenga en cuenta la evolución más probable de las variables demográficas y económicas y de precios de los recursos energéticos; emitir los certificados de incentivos tributarios conforme a la Ley 1715 de 2014 y sus modificaciones y elaborar el Plan Energético Nacional y el Plan de Expansión del Sector Eléctrico, en concordancia con el proyecto del Plan Nacional de Desarrollo, entre otras funciones.

9.2.3. Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG)

Organizada como una Unidad Administrativa Especial del Ministerio de Minas y Energía e integrada por el Ministro de Minas y Energía, quien la preside, el ministro de Hacienda y Crédito Público, el director del Departamento Nacional de Planeación (DNP), seis expertos en asuntos energéticos de dedicación exclusiva (nombrados por el presidente de la República para períodos de cuatro años) y el superintendente de Servicios Públicos Domiciliarios, con voz, pero sin voto.

La CREG es la entidad encargada de expedir la regulación que permite garantizar la prestación eficiente del servicio público, de promover la competencia, evitar los abusos de posición dominante y garantizar los derechos de los usuarios, dentro de la regulación sobre servicios de gas combustible, energía eléctrica y alumbrado público.

9.2.4. Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD)

Organismo de carácter técnico, adscrito al Departamento Nacional de Planeación (DNP), con personería jurídica, autonomía administrativa y patrimonial. Desempeña funciones específicas de control y vigilancia con independencia de las Comisiones de Servicios y con la inmediata colaboración de los superintendentes delegados. El superintendente y sus delegados son de libre nombramiento y remoción del Presidente de la República.

9.2.5. Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC)

Dependencia encargada del registro de los contratos de energía a largo plazo, de la liquidación, facturación, cobro y pago del valor de los actos o contratos de energía en la bolsa por generadores y comercializadores, del mantenimiento de

los sistemas de información y programas de computación requeridos y del cumplimiento de las tareas necesarias para el funcionamiento adecuado del Sistema de Intercambios Comerciales.

9.2.6. Liquidador y Administrador de Cuentas

Entidad encargada de liquidar y facturar los cargos de uso de las redes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), de determinar el ingreso regulado a los transportadores y de administrar las cuentas que por concepto del uso de las redes se causen a los agentes del mercado mayorista, de acuerdo con la regulación vigente.

9.2.7. Centro Nacional de Despacho (CND)

Es la dependencia encargada de la planeación, supervisión y control de la operación integrada de los recursos de generación, interconexión y transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Está igualmente encargado de dar las instrucciones a los centros regionales de despacho para coordinar las maniobras de las instalaciones con el fin de tener una operación segura, confiable y ceñida al reglamento de operación y a todos los acuerdos del Consejo Nacional de Operación.

9.2.8. Consejo Nacional de Operación (CNO)

Organismo que tiene como función principal acordar los aspectos técnicos para garantizar que la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sea segura, confiable y económica, además, de ser el órgano ejecutor del reglamento de operación. Las decisiones del Consejo Nacional de Operación pueden ser recurridas ante la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

9.3. Cadena productiva de la energía eléctrica

La cadena de suministro de energía está compuesta por las siguientes actividades, a saber:

9.3.1. Generación

La generación compone el primer eslabón de la cadena de suministro de energía por medio del cual se transforman las fuentes de energía. En Colombia la más común es la generación de energía hidráulica, producida por el aprovechamiento de la energía cinética del agua acumulada en un embalse y, luego, mediante turbinas se convierte energía mecánica en energía eléctrica. Este es un tipo de energía renovable y la principal forma de generación en Colombia.

En el país también es común la generación de energía térmica (gas, carbón y combustible líquidos); de biomasa, mediante el aprovechamiento de materia orgánica; solar y eólica. Actualmente, mediante los mecanismos de inversión utilizados, estímulos e incentivos tributarios, las fuentes no convencionales de energía han tenido un avance y una mayor participación en la matriz energética, lo cual ha permitido la entrada de nuevos proyectos y obras encaminadas a generar energía más limpia y con menos emisiones.

Adicionalmente, no se encuentran barreras de entrada para los agentes en los que puede variar su calidad, es decir, existen generadores, cogeneradores, el generador distribuido y el generador distribuido colectivo y, usuarios en estricto sentido que generan su propia energía, como es el caso de los autogeneradores y el autogenerador colectivo. Lo anterior, permite la libre competencia para todo tipo de agentes privados, públicos o mixtos, así como la diversificación de actores que generan energía para vender, para atender su propio consumo o en conjunto cumplen con las dos y otras actividades comerciales e industriales.

9.3.2. Transmisión

El segundo paso o eslabón de la cadena de prestación del servicio de energía es la transmisión. Esta actividad consiste en transportar largas distancias la energía desde las centrales eléctricas hasta las subestaciones de transformación a través de redes que operan a tensiones iguales o superiores a 220 kV. En Colombia, este proceso se encuentra en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), el cual es regulado por la CREG. Dicha actividad hace parte de un monopolio natural el cual es admitido en la legislación colombiana.

En adición, la expansión de este sistema, un aspecto crucial en la industria energética y clave para la política energética del país en la actualidad se hace por medio de convocatorias públicas administradas por la UPME. Los ingresos del eslabón se dan por medio del cargo por uso de las redes de transmisión que se paga a través de la tarifa por todos los usuarios (regulados y no regulados) conectados al Sistema Interconectado Nacional (SIN), de acuerdo con lo definido por la CREG.

El Sistema de Transmisión Nacional (STN) está comprendido por las subestaciones, torres de tensión y los cables que se requieren para realizar el transporte de la energía eléctrica teniendo en cuenta los respectivos niveles de voltaje que tienen un orden de los 220kV y los 500kV.

9.3.3. Distribución

Es el tercer eslabón de la cadena de suministro y corresponde a la distribución de la energía, la cual es el proceso de transportar energía desde los centros de consumo o las subestaciones hasta su destinatario que es el consumidor final. El tamaño de estas instalaciones es menor que las encontradas en el Sistema de Transmisión Nacional (STN), toda vez que hacen parte de las líneas regionales, las cuales se denominan Sistemas de Transmisión Regional (STR) y Sistemas de Distribución Local (SDL). Este eslabón también se considera como un monopolio natural, pues los usuarios no pueden decidir o elegir el agente individual de transporte o distribución para la atención de la demanda de energía adquirida.

9.3.4. Comercialización.

La actividad de comercialización se encuentra en el cuarto eslabón de la cadena de suministro y hace parte de un sistema de compra y venta de energía eléctrica, mediado por el mercado mayorista (contratos de largo plazo y transacciones en la Bolsa de energía) o la venta del producto con destino a las operaciones que se desarrollen en el mismo mercado o a los usuarios finales.

En este sentido, los usuarios finales (regulados y no regulados) tienen una relación

con el distribuidor, quien es el encargado de responder por la calidad y disponibilidad de la red conectada al servicio y, por otro lado, los usuarios tienen relación con el comercializador, quien se encargará de realizar la medida, facturación y cobro del servicio a los usuarios.

Es relevante señalar que el mercado de energía cuenta con un Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) de la compañía XM, quien es el encargado de:

- i. Registrar las fronteras, es decir, los sistemas de medida de consumo de energía, su ubicación y su representante.
- ii. Registrar los contratos suscritos entre los agentes.
- iii. Liquidar y facturar los intercambios de energía resultantes entre los agentes generadores y comercializadores del mercado, que venden y compran en la bolsa de energía.
- iv. Recaudar el dinero producto de las transacciones en bolsa y las Transacciones Internacionales de Electricidad.
- v. Liquidar, recaudar y distribuir los dineros provenientes de los cargos por uso de los sistemas de transmisión nacional y regional entre los agentes transmisores y distribuidores propietarios de dichas redes. Esta acti-

vidad la realiza XM a través del Liquidador y Administrador de Cuentas por Uso de los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional (LAC).

Finalmente, el Administrador Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) es el conjunto de reglas y procedimientos establecidos en el reglamento de operación que permiten definir las obligaciones y acreencias de los generadores, los comercializadores y los transportadores por concepto de los actos o contratos de energía en la bolsa conforme al despacho central.

El SIC incluye el proceso de liquidación del valor de los intercambios, la preparación y actualización del estado de cuenta de cada generador, transportador y comercializador que participa en la Bolsa de Energía, la facturación, pago y recaudo del valor de las transacciones realizadas en la misma bolsa.

Todos los agentes (generadores y comercializadores) están obligados a registrarse como agentes ante el mercado y a otorgar unas garantías o ajustarlas en caso de que sea necesario. Estas garantías tienen como finalidad asegurar el cumplimiento de las obligaciones que surjan a cargo de los agentes del Mercado de Energía Mayorista (MEM), correspondientes a transacciones de energía en la bolsa, reconciliaciones, servicios complementarios, cargos

por uso del Sistema de Transmisión Nacional, servicios y, en general, por cualquier concepto facturado por XM en su calidad de ASIC y LAC. Adicionalmente, también se contemplan las garantías para cubrir los cargos por uso del STR y SDL.

9.4. La tarifa de energía eléctrica

De acuerdo con la Ley 142 de 1994, respecto de las fórmulas tarifarias para la prestación del servicio de energía eléctrica, se establece que se aplicarán las normas sobre el régimen tarifario de las empresas de servicios públicos previstas en dicha Ley, las normas del Código de Procedimiento Administrativo y de lo Contencioso Administrativo (CPACA) y las siguientes reglas especiales:

- a. La coordinación ejecutiva de la CREG impulsará toda la actuación para su determinación.
- b. Si la actuación se inicia de oficio, la comisión debe disponer de estudios suficientes para definir la fórmula de que se trate; si se inicia por petición de una empresa de servicios públicos, el solicitante debe acompañar tales estudios.

Las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, salvo que antes haya acuerdo entre la empresa de servicios públicos y la comisión para modificarlas o

prorrogarlas por un periodo igual. Vencido el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la comisión no fije las nuevas.

De manera excepcional, estas fórmulas podrán modificarse en cualquier tiempo, de oficio o a petición de parte, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, se lesionan injustamente los intereses de los usuarios o de la empresa; o que ha habido razones de caso fortuito o fuerza mayor que comprometen en forma grave la capacidad financiera de la empresa para continuar prestando el servicio en las condiciones tarifarias previstas.

Las tarifas del servicio público domiciliario de energía eléctrica reflejan la aplicación del principio de solidaridad y redistribución del ingreso establecidos en la Ley 142 de 1994, sobre el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) y se encuentran establecidas en la Resolución CREG 079 de 1997. El costo unitario de prestación del servicio (CU) es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, expresado en pesos por kilovatio hora (\$/kWh) y en pesos por factura que resulta de aplicar la fórmula tarifaria general establecida, y que corresponde a la suma de los costos eficientes de cada una de las actividades de la cadena eléctrica. Las Actividades de la cadena eléctrica son Generación, Dis-

tribución, Transmisión Comercialización
Perdidas y restricciones¹.

En efecto, el costo del servicio o costo unitario (CU) puede expresarse en la siguiente fórmula:

$$\mathbf{CU= G + T + D + Cv + PR + R}$$

CUv = Componente variable del costo unitario de prestación del servicio.

G= Es el costo de compra de energía por parte del comercializador y representa el costo de producción de energía, independientemente del sitio donde sea generada.

T= Es el valor que se paga por el transporte de energía desde las plantas de generación hasta las redes regionales de transmisión (STN).

D= Es el valor que se paga por transportar la energía desde las subestaciones del Sistema de Transmisión Nacional hasta el usuario final (STR y SDL).

Cv= Es la remuneración del margen de comercializar la energía e incluye los costos variables de la actividad de comercialización, asociados con la atención de los usuarios tales como facturación, lectura, atención, reclamos, etc.

PR= costos de pérdidas de energía, transporte y reducción de las mismas.

R= costos por restricciones y servicios asociados con la generación.

En complemento, las empresas comercializadoras al momento de realizar la facturación respectiva para el cobro de energía, además de calcular el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), también deben tener en cuenta los subsidios y contribuciones, en aplicación del principio de solidaridad y redistribución del ingreso, lo cual implica que los usuarios de los estratos 5 y 6 y los usuarios industriales y comerciales deben ayudar a los usuarios de los estratos 1, 2 y 3 a pagar el valor de los servicios que cubran sus necesidades básicas. En la legislación², el subsidio para

1 Resolución CREG 119 de 2007 “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 Sistema Interconectado Nacional”.

2 Al respecto, tener en cuenta los artículos 89 y 99 de la Ley 142 de 1994.

estratos 1 y 2 es hasta el 60 % y 50% respectivamente sobre el consumo de subsistencia y de 15% para el estrato 3. Los usuarios de estrato 4 no pagan contribución ni son objeto de subsidio. Es decir, la tarifa que se aplica a estos usuarios es igual al Costo Unitario CU³.

Por lo demás, no sobra agregar que, de conformidad con el parágrafo 1 del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, La CREG tiene la facultad de modificar las fórmulas tarifarias durante su vigencia cuando ello sea estrictamente necesario y motivado en la inclusión de nuevos agentes, actividades o tecnologías, cumpliendo con los criterios establecidos en dicho artículo para la implementación de la regulación.

9.5. El Sistema Interconectado Nacional (SIN) y las Zonas No Interconectadas (ZNI)

9.5.1. SIN

Conforme a nuestro ordenamiento jurídico, el SIN es el sistema compuesto por las plantas y equipos de generación, la red de interconexión, las redes regionales e interregionales de transmisión, las redes de distribución, y las cargas eléctricas de los usuarios conectados entre sí.

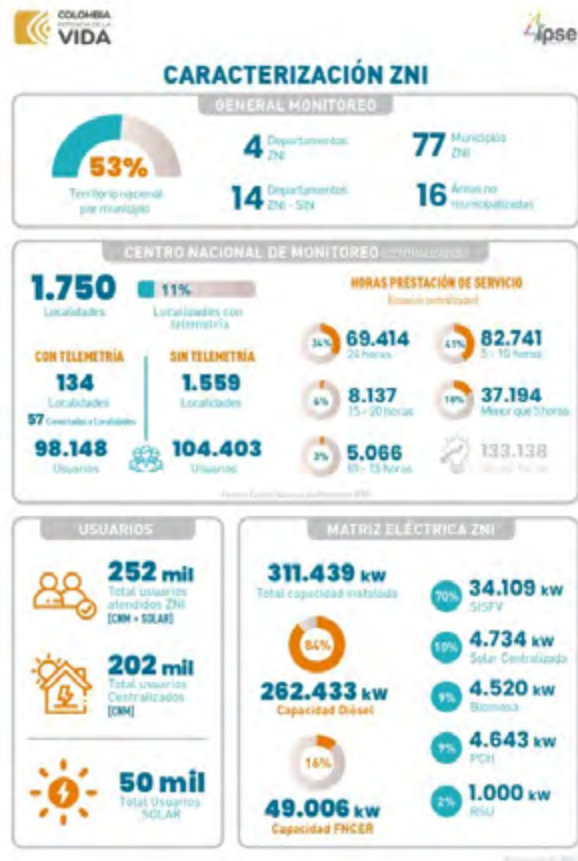
9.5.2. ZNI

Según lo establece la Ley 855 de 2003, las Zonas No Interconectadas (ZNI) en Colombia son aquellas zonas del país, tales como municipios, corregimientos, localidades y caseríos no conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y, por lo tanto, deben obtener energía eléctrica a través de sistemas independientes.

La prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI debe garantizar la continuidad, calidad y seguridad del suministro, y el costo del servicio debe ser justo y equitativo para los usuarios. La Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) es responsable por emitir la regulación que garantice la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI.

La normatividad establece una serie de estímulos para la inversión en proyectos de generación de energía eléctrica en ZNI, con el fin de fomentar la expansión de la cobertura eléctrica y mejorar las condiciones de vida de las comunidades que habitan en ellas. Entre estos beneficios la reglamentación dispone la posibilidad de acceder a créditos y recursos, entre estos, aquellos recaudados a través del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas No Interconectadas (FAZNI).

³ Resolución UPME 355 de 2004: Se define como consumo de subsistencia, la cantidad mínima de electricidad utilizada en un mes por un usuario típico para satisfacer las necesidades básicas que solamente puedan ser satisfechas mediante esta forma de energía final. Se establece el Consumo de Subsistencia en 173 kWh-mes para alturas inferiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar, y en 130 kWh-mes para alturas iguales o superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar.



Fuente: IPSE. <https://ipse.gov.co/cnm/caracterizacion-de-las-zni/>

9.6. FUENTES NO CONVENCIONALES DE ENERGÍA (FNCE)

9.6.1. Marco normativo

Para precisar el alcance de la regulación de las Fuentes No convencionales de Energía Renovables (FNCE) dentro del sistema energético actual es necesario tener en cuenta los propósitos y objetivos de las siguientes leyes, decretos y resoluciones:

- **Ley 1715 del 13 de mayo de 2014:** Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- **Decreto 2469 del 2 de diciembre de**

2014 Ministerio de Minas y Energía: Por el cual se establecen los lineamientos de política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

- **Decreto 2492 del 3 de diciembre de 2014 Ministerio de Minas y Energía:** Por el cual se adoptan disposiciones en materia de implementación de mecanismos de respuesta de la demanda.
- **Decreto 1623 del 11 de agosto de 2015 Ministerio de Minas y Energía:** Por el cual se modifica y adiciona el Decreto 1073 de 2015, en lo que respecta al establecimiento de los lineamientos de política para la expansión de la cobertura del servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI).
- **Decreto 2143 del 4 de noviembre de 2015:** Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con la definición de los lineamientos para la aplicación de los incentivos tributarios establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014.
- **Decreto 1476 de 2022:** Por el cual se adoptan disposiciones dirigidas a promover la innovación, investigación, producción, almacenamiento, distribución y uso del hidrógeno.

- **Decreto 1318 de 2022:** Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, con el fin de reglamentar los artículos 21 y 21-1 de la Ley 1715 de 2014 en lo relacionado con el desarrollo de actividades orientadas a la generación de energía eléctrica a través de geotermia.
- **Decreto 895 de 2022:** Por el cual se reglamentan los Artículos 11, 12, 13 y 14 de la Ley 1715 de 2014, entre otras disposiciones, frente a los incentivos tributarios.
- **Decreto 1537 de 2022:** Por el cual se reglamentan los artículos 36 de la Ley 2099 de 2021 y 30 de la Ley 2169 de 2021 en lo relativo al acto administrativo de declaratoria de utilidad pública e interés social de los proyectos de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, así como proyectos y/o ejecución de obras para la producción y almacenamiento de hidrógeno verde.
- **Decreto 1580 de 2022:** en relación con el Fondo Único de Soluciones Energéticas, FONENERGÍA, y se dictan otras disposiciones.
- **Resolución Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible No 1312 del 11 de agosto de 2016:** Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de

Impacto Ambiental – EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de fuentes de energía eólica continental y se toman otras determinaciones.

- **Resolución UPME 135 de 2025** “Por la cual se establecen los requisitos, el procedimiento y las tarifas a cobrar para evaluar las solicitudes y emitir los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014”.
- **Ley 2099 de 2021:** Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.
- **Resolución CREG 101 006 de 2023:** Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas eólicas.
- **Resolución CREG 101 007 de 2023:** Por la cual se define la metodología para determinar la energía firme para el cargo por confiabilidad de plantas solares fotovoltaicas.
- **Resolución DIMAR No. 0047 de 2023:** Fijación de criterios técnicos y procedimiento para otorgar concesiones en proyectos de desarrollo y/o construcción de infraestructura de generación de fuentes no convencionales de energía renovables

- FNCER a realizarse en jurisdicción de la Dirección General Marítima–DI-MAR.

- **Decreto 0929 de 2023 Ministerio de Minas y Energía:** Se establecen políticas y lineamientos para promover la eficiencia y la competitividad del servicio público domiciliario de energía eléctrica.
- **Ley 2294 de 2023:** “Plan Nacional de Desarrollo 2022- 2026 “Colombia Potencia Mundial De La Vida”.
- **Decreto 2236 de 2023:** Se reglamenta parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.
- **Decreto 2235 de 2023:** Se reglamenta el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 en lo relacionado con el desarrollo de proyectos de Hidrógeno Blanco en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.
- **Decreto 1403 de 2024** “Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal”.
- **Resolución 40509 de 2024** “mediante la cual se reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y se definen los Criterios de

Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas”.

- **Resolución 501 de 2024** “Por la cual se establecen los límites máximos de potencia y dispersión de Autogenerador Colectivo y Generador Distribuido Colectivo de que trata el Decreto 2236 de 2023”.
- **Resolución 40368 de 2024** “Por medio de la cual se modifica la Resolución número 40284 de 2022, que define el proceso competitivo para el otorgamiento de permisos de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, y se dictan otras disposiciones”.
- **Resolución CREG 101 072 de 2025** Comunidades Energéticas

9.7. Principales hitos para el desarrollo de proyectos de generación FNCER en Colombia

9.7.1. En materia predial

Asegurar los terrenos donde se ubicará el proyecto, como la línea de evacuación de la energía es fundamental para cualquier promotor. Por esa razón, se deben desplegar múltiples actividades con el propósito de evaluar la viabilidad técnica y jurídica

de los predios, así como también la negociación de su uso por parte de los propietarios, o dado el caso el uso de las distintas figuras jurídicas con las que cuenta el promotor en virtud del tipo de actividad que realiza.

Como actividades a realizar por parte del promotor para el óptimo aseguramiento de los terrenos, se resalta las siguientes: La elaboración de un Estudio de Títulos; la determinación del área útil del predio eliminando construcciones, restricciones, servidumbres y la suscripción de contratos de uso del suelo.

9.7.2. En materia ambiental

La licencia ambiental es el mecanismo por medio del cual la autoridad ambiental competente aprueba la ejecución de las obras, proyectos o actividades que puedan producir un deterioro grave de los recursos naturales renovables, así como al medio ambiente o introducir modificaciones considerables al paisaje.

En el sector eléctrico, de acuerdo con el Decreto 852 de 2024, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) es competente para el otorgamiento de licencia ambiental para: (i) la Construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad instalada igual o superior a 100 MW; (ii) Proyectos de

exploración y uso de fuentes de energía alternativa virtualmente contaminantes con capacidad instalada superior o igual a 50 MW; (iii) Tendido de líneas de transmisión en el STN, compuesto por líneas y correspondientes subestaciones con tensiones iguales o superiores a 220kv y; (iv) Proyectos de generación de energía nuclear.

Por su parte, las Corporaciones Autónomas Regionales (CARs) son competentes para el otorgamiento de licencia ambiental en los siguientes casos: (i) Construcción y operación de centrales generadoras de energía eléctrica con capacidad mayor o igual a 10 MW y menor de 100 MW; (ii) Tendido de líneas de transmisión en el STN, compuesto por líneas y correspondientes subestaciones con tensiones entre 50kv y menores de 220kv; (iii) Construcción y operación de centrales generadoras de energía a partir del recurso hídrico con capacidad menor a 100 MW excepto pequeñas hidroeléctricas que operan en las ZNI con capacidad menor a 10MW y; (iv) Proyectos de exploración y uso de fuentes de energía alternativa, virtualmente contaminantes con capacidad instalada igual o mayor a 10 MW y menor de 50 MW. Para más información sobre la licencia ambiental y asuntos ambientales, le invitamos a consultar el capítulo 8.

9.7.3. Conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN)

La CREG publicó la Resolución 075 de 2021, Por la cual se definen las disposiciones y procedimientos para la asignación de capacidad de transporte en el Sistema Interconectado Nacional. Esta resolución aplica a quienes estén interesados en conectarse como generadores, cogeneradores y autogeneradores o usuarios finales al SIN. También aplica a los transportadores responsables de los activos relacionados con la conexión al SIN de los interesados arriba mencionados, y a los agentes comercializadores en lo relacionado con las funciones propias de esa actividad.

Proyectos Clase 1: Para la determinación del procedimiento a realizar por los promotores para su conexión al SIN, la norma difiere entre proyectos clase 1⁴ que corresponden a los proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 174 de 2021 y sus modificaciones.

El interesado en solicitar la asignación de capacidad de transporte para proyectos

⁴ Proyecto clase 1: proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya. También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.

clase 1 deberá inscribirse en la Ventanilla Única antes de realizar cualquier trámite. La UPME, será la responsable de recibir y resolver las solicitudes de asignación de capacidad de transporte en el SIN de los proyectos clase 1.

Para la solicitud, el interesado deberá realizar un estudio de conexión y de disponibilidad de espacio físico, en el que se analicen diferentes alternativas para conectarse al SIN, entre otros requisitos. La asignación de capacidad de transporte de los proyectos clase 1 se llevará a cabo anualmente y, aquel que resulte con asignación de capacidad, deberá otorgar una garantía para reserva de capacidad de diez (10) USD por el número de kW de la capacidad de transporte asignada, así como también suscribir el contrato de conexión y cumplir con las demás obligaciones de la norma, como la entrega de la Curva S ante la UPME.

En virtud del artículo 3 de la Resolución CREG 101-49 de 2024, aquellos que desarrollen proyectos clase 1 pueden solicitar el cambio de la fecha de puesta de operación (FPO) mediante, i) el aumento del valor de la garantía para reserva de capacidad, lo cual permite ampliar la FPO, cuantas veces se requiera, y hasta por 24 meses; ii) por razones de fuerza mayor o

iii) Cuando las obras de expansión del SIN presenten atrasos que no permitan la entrada en operación del proyecto.

Proyectos Clase 2: Por otra parte, son proyectos clase 2⁵ los proyectos de conexión, o de modificación de condiciones de la conexión, de usuarios finales en los SDL. El operador de red (OR) del mercado de comercialización al que pertenecen los activos para los que se solicita la asignación de capacidad de transporte, será el responsable de recibir y aprobar las solicitudes de los proyectos clase 2.

Los OR deberán disponer de un sistema de información digital en el que se encuentre toda la información necesaria para la asignación de capacidad de transporte a los proyectos clase 2. El interesado en la conexión de un proyecto clase 2 podrá solicitar la asignación de capacidad de transporte directamente, a través de un comercializador, o a través de un tercero. Para la asignación de capacidad de transporte a un proyecto clase 2 podrá requerirse para aprobación la entrega de un estudio y/o diseño del proyecto, dependiendo de sus características.

El 8 de junio de 2023, la CREG expidió la Resolución CREG 101 017 de 2023, por medio de la cual modificó el cronograma

⁵ Proyecto clase 2: proyectos de conexión, o de modificación de condiciones de la conexión, de usuarios finales en los SDL.

de asignación de capacidad de transporte para el año 2023. Las solicitudes de asignación de capacidad de transporte radicadas a partir del 7 de octubre de 2023 y hasta el 31 de marzo de 2025 se tramitarán con base en los plazos de la Resolución CREG 075 de 2021.

Hasta la fecha, la UPME ya ha determinado el listado de proyectos clase 1 de las subáreas operativas eléctricas de Santander (30 de diciembre de 2024); Oriental (13 de febrero de 2025); Antioquia (15 de febrero de 2025); Caldas, Quindío y Risaralda (12 de febrero de 2025); Cauca, Nariño y Putumayo (16 de diciembre de 2024); Arauca (17 de diciembre de 2024); Norte de Santander (23 de diciembre de 2024) y Boyacá – Casanare (26 de enero de 2025). En estas decisiones se ha determinado el listado de proyectos clase 1 que se encuentran actualmente priorizados en el país y a la espera de una decisión que establezca si tienen concepto de asignación de capacidad de transporte.

9.7.4. Venta de energía

La Ley 143 de 1994 estableció en Colombia dos tipos de mercados en el sistema eléctrico:

- i. **Mercado No Regulado (MNR):** Las transacciones de electricidad entre

los agentes comercializadores y generadores y entre estos y los usuarios no regulados, las cuales son libres y remuneradas mediante los precios que acuerden las partes.

- ii. **Mercado Regulado (MR):** Las ventas de electricidad a usuarios finales, las cuales son remuneradas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a la regulación expedida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

Para ser considerado un usuario no regulado y poder acceder al mercado liberalizado y competitivo se establecieron unos límites de potencia y de energía mensual, así como la obligación de contar con equipos de telemedición horaria. Actualmente, se considera usuario no regulado aquel que tenga una demanda mensual de 0,1 MW (potencia) o 55 MWh (energía).

En Colombia, el generador comercializa la energía eléctrica producida por su unidad de generación conectada al Sistema Interconectado Nacional (SIN) en el Mercado de Energía Mayorista (MEM)⁶, principalmente, a través de las siguientes formas:

- i. **Mediante ofertas diarias de energía en la bolsa o mercado “Spot”:** El suministro físico de energía eléctrica se garantiza en el corto plazo, a través del despacho centralizado

⁶ Este a su vez es el mercado de grandes bloques de energía.

de las unidades de generación. En este despacho se determina la cantidad de energía que deben producir las unidades conectadas al SIN para satisfacer toda la demanda del país. Diariamente, cada generador remite una oferta de precio y cantidad para todas las horas del día siguiente. El ASIC ordena las ofertas de menor a mayor precio hasta que se cubra la demanda identificada. La última oferta de generación necesaria para cubrir la última porción de demanda determina el precio de bolsa de toda la energía generada y consumida. Este proceso se realiza para todas las horas del día.

Es importante aclarar que para participar en el mercado “Spot” la unidad de generación debe someterse al despacho centralizado. Esto determina sustancialmente cómo las diferentes plantas pueden comercializar la energía que producen, es decir si lo hacen conforme lo anteriormente explicado o si tienen reglas especiales. Las plantas que obligatoriamente deben participar en el despacho centralizado son todas aquellas con una capacidad efectiva mayor a 20MW a las cuales se les aplicarán todas las obligaciones del despacho. Existe la posibilidad de que aquellas plantas entre 1MW y 20MW puedan

participar en el despacho central voluntariamente, caso en el cual se les aplicarán todas las reglas del despacho centralizado.

Por su parte, las plantas menores que no participen en este despacho, pueden comercializar su energía producida conforme a las siguientes reglas:

- Si se trata de un generador distribuido, deberá tener en cuenta la regulación establecida en la Resolución CREG 174 de 2021⁷.
- Si se trata de una planta con una capacidad efectiva mayor a 1MW y menor de 20MW, pueden someterse al despacho central voluntariamente y, en caso de que no quisieran hacerlo, pueden comercializar la energía producida: i) ofreciéndola a un comercializador que atienda mercado regulado participando en las convocatorias que abran estas empresas o a ii) generadores o comercializadores mediante condiciones pactadas libremente siempre y cuando sea para la atención de usuarios no regulados.

⁷ Modificada por la Resolución 230 de 2021, “por la cual se amplía el plazo establecido en los parágrafos 1 y 2 del artículo 12 de la Resolución CREG 174 de 2021”, publicada el 30 de diciembre de 2021.

ii. Mediante contratos de largo plazo de energía:

Estos contratos de largo plazo pueden celebrarse para la atención del Mercado No Regulado o del Mercado Regulado. Los primeros serán producto de una negociación más o menos libre con otro agente del mercado (generador o comercializador) o directamente con un usuario no regulado. Los segundos son producto de mecanismos regulados (como se explicará más adelante), es decir no habría plena libertad en la determinación del negocio sobre todo porque media la atención de usuarios regulados.

iii. Confiabilidad del sistema. También existe posibilidad de remunerar esta actividad con la prestación de servicios que no son propios de la comercialización sino servicios más asociados a la confiabilidad del sistema. Por ejemplo, a través de los servicios de regulación, generación de seguridad o participación en las subastas de asignación de obligaciones de energía en firme (OEF) del cargo por confiabilidad (CxC) de la Resolución CREG 071 de 2006 y la Resolución CREG 61 de 2007, entre otras.

iv. Convocatorias Públicas. Otro de los mecanismos es el definido por la CREG, mediante la Resolución CREG

130 de 2019, que estableció las Convocatorias públicas a través del Sistema Centralizado de Convocatorias Públicas (SICEP) y definió el procedimiento que debe adelantar un comercializador en la celebración de contratos de energía destinados al mercado regulado.

9.7.5. Registro en la UPME

En relación con el registro de proyectos de generación, se define como un mecanismo voluntario e informativo con el que cuenta la UPME para facilitar el cumplimiento de la Ley 143 de 1994. Se utiliza para conocer las diferentes iniciativas de proyectos de generación del país, por lo que se constituye también como un insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación. Con la entrada en vigor de la Resolución UPME 0520 del 09 de octubre de 2007, modificada por las Resoluciones UPME 0638 de 2007 y 0143 de 2016, se formalizó el procedimiento de registro.

El proceso se divide en tres fases, las cuales están determinadas por el estado de avance del proyecto: la Fase 1 corresponde a la etapa de prefactibilidad del proyecto, la Fase 2 hace referencia a la etapa de factibilidad del proyecto y la Fase 3 está relacionada con que el proyecto debe tener diseños definitivos, así como el cro-

nograma de ejecución. Una vez se cumpla el plazo de vigencia del certificado de registro, sin que se hubiesen realizado los respectivos trámites de renovación, se considera que el registro del proyecto se encuentra vencido y es retirado de la lista de proyectos inscritos, sin embargo, la información del proyecto continuará en el archivo de la UPME.

9.7.6. Operación comercial

La Operación Comercial se refiere al momento en que la planta de generación ha cumplido a satisfacción todos los requisitos necesarios para iniciar la generación de energía en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

Mediante Acuerdo CNO 1899 de 2024 (que es actualizado con periodicidad por el CNO), se aprobó la actualización del Procedimiento para la puesta en operación de proyectos de transmisión que incluyan activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN), del Sistema de Transmisión Regional (STR), de usuarios conectados directamente al STN, al STR y de recursos de generación.

La norma establece los siguientes requisitos generales para la entrada en operación de recursos de generación:

- i. Registro del proyecto ante el CND e Información básica (Información técnica preliminar, modelos preliminares, diagramas unifilares, ajuste y coordinación de protecciones).
- ii. Reunión de inicio y coordinación de actividades para la incorporación del proyecto al SIN.
- iii. Comunicación en la que se informe al CND el medio mediante el cual se realizará la supervisión.
- iv. Comunicación en la cual se informe el agente generador que representará el proyecto de generación. En caso de que se trate de un agente generador nuevo se deberá registrar previamente como agente generador ante el Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC).
- v. Registrar las fronteras comerciales ante el ASIC.
- vi. Entregar diligenciado el Anexo 3, donde se listan las señales de SOE que debe tener disponible un proyecto y el Anexo 4, donde se listan las señales de SCADA.
- vii. Realización de todas las pruebas descritas en la norma para la puesta en operación y la expedición de los correspondientes certificados.
- viii. Coordinar con el CND la fecha y hora de entrada en operación y la Declaración en operación comercial.

9.8. Subastas renovables (MCLPE o CLPE)

El Gobierno Nacional, con el ánimo de impulsar Mecanismos de Contratación a Largo Plazo de Energía (MCPE) complementarios a los instrumentos existentes en el sistema eléctrico colombiano, está facultado para estructurar dichos procedimientos e incluirlos en las posibilidades en que un Comercializador y un Generador puedan pactar Contratos de Largo Plazo de Energía (CLPE) y que estos puedan ser incluidos en la fórmula tarifaria del usuario regulado.

Para el 2025 se encuentra en fase de comentarios la propuesta de Decreto de Ministerio de Minas y Energía que establece los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación, almacenamiento, transmisión, distribución, y otros servicios relacionados con el servicio de energía eléctrica y se dictan otras disposiciones.

9.9. Cargo por Confiabilidad

Mediante Resolución CREG 071 de 2006, se adoptó la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía, en la cual se estableció que, con el fin de garantizar la confiabilidad del servicio de energía

eléctrica en el SIN, se definirá una Demanda Objetiva que debe cubrirse mediante Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Se entiende por Cargo por Confiabilidad a la 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 ENFICC⁸, 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, entendido esto último como aquella situación que presenta el Mercado Mayorista de Energía cuando el precio de bolsa es mayor al Precio de Escasez.

En el artículo 18 de la resolución mencionada se estableció que la CREG fijará, mediante Resolución, la oportunidad en que el ASIC debe llevar a cabo la Subasta o el

⁸ ENFICC: máxima energía eléctrica que es capaz de entregar una planta de generación continuamente, en condiciones de baja hidrología, en un periodo de un año.

mecanismo de asignación que haga sus veces; así como el cronograma de las actividades que deben ejecutarse. Así mismo, la Resolución CREG 61 de 2007 contiene las normas sobre las garantías para el Cargo por Confiabilidad, siendo estas principalmente:

- Garantía por la energía firme incremental referente a una declaración de energía firme superior a la ENFICC Base, para el caso de plantas hidráulicas. Esta garantía se hará exigible a partir del segundo año del Período de Transición.
- Garantía por la construcción y puesta en operación de plantas y/o unidades de generación nuevas y especiales.
- Garantía por la energía firme asociada al primer año de operación de una unidad nueva de acuerdo con el IHF empleado para el cálculo de la ENFICC.
- Garantía por el incremento futuro de ENFICC debido a la mejora en el índice IHF de una planta o unidad de generación.
- Garantía de continuidad de los contratos de suministro y transporte de combustibles cuando la duración de los mismos es inferior al Período de Vigencia de la Obligación.

El Período de Vigencia de la Obligación para el caso de las plantas y/o unidades de generación existentes será de un año, que inicia el día siguiente a la fecha en que finaliza el Período de Planeación.

Para plantas y/o unidades de generación nuevas, especiales y existentes con obras el propietario, o quien las representa comercialmente, elegirá el Período de Vigencia de la Obligación para ese recurso en particular, que podrá ser entre uno y veinte (20) años para las nuevas, entre uno y diez (10) años para las especiales y entre uno y cinco (5) años para las existentes con obras, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación en el Período de Transición, de la Subasta o del mecanismo que haga sus veces, por medio del cual se asignó la Obligación de Energía Firme. Una vez elegido este período, no podrá ser modificado.

Un concepto relevante en relación con el Cargo por Confiabilidad son los Anillos de Seguridad, los cuales son un conjunto de mecanismos orientados a facilitar el cumplimiento de las Obligaciones de Energía Firme. Estos mecanismos son el Mercado Secundario de Energía Firme, las Subastas de Reconfiguración, la Demanda Desconectable Voluntariamente y la Generación de Última Instancia.

Mediante la Resolución CREG 101 024 de 2022 se definieron los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. Entre los aspectos regulados, se destaca que el sistema unificado de información para los procesos de asignación de OEF del cargo por confiabilidad, SUICC, será el único mecanismo que los participantes deberán utilizar para presentar documentación, declarar e intercambiar información con el Administrador.

En el marco de la Resolución 101 024 de 2022 también se estableció que los interesados deberán estar constituidos como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios y las personas naturales o jurídicas que no estén constituidos como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios, al momento de participar en una subasta del Cargo por Confiabilidad, serán objeto de vigilancia por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y deberán tener el Contrato de Mandato del que trata la Resolución CREG 031 de 2021.

Los proyectos participantes de la subasta tendrán la siguiente clasificación:

- Plantas y/o unidades nuevas.
- Plantas y/o unidades especiales.
- Plantas y/o unidades existentes con obras.
- Plantas y/o unidades existentes.

- Plantas o unidades de generación con períodos de construcción superiores al Período de Planeación, cuando corresponda.

En febrero de 2024, concluyó la Subasta de Cargo por Confiabilidad que buscaba garantizar la demanda de Energía a mediano y largo plazo con vigencia 2027 y 2028 de las resoluciones CREG 101 024 de 2022 y 101 034A de 2022, bajo la administración de XM. En la subasta, las obligaciones de energía firme asignadas fueron 4,441 MW de plantas solares nuevas (99%) y 48 MW de plantas térmicas (1%). La vigencia de la obligación de energía firme está desde 1 de diciembre de 2027 hasta el 30 de noviembre de 2028.

9.10. Offshore wind

El Ministerio de Energía y la Dirección General Marítima y Portuaria (DIMAR) promulgaron la Resolución 40284 de 2022, mediante la cual se definió el proceso competitivo para el otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal en áreas marítimas para desarrollar proyectos de generación de energía eólica costa afuera y se convocó a la primera ronda de asignación.

El proceso competitivo está siendo administrado por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y tiene como objeto el

otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal por un plazo equivalente a 8 años, prorrogables, según las condiciones definidas en el contrato, el cual permite la realización de actividades relacionadas con la medición, recolección de datos e información para establecer la viabilidad del Proyecto, el cual se desarrollará de manera exclusiva en las Áreas indicadas en el Anexo A de los Pliegos, denominadas Área Propuesta por DIMAR o Polígono A y Área General de Nominación o Polígono B⁹.

La obtención del Permiso de Ocupación Temporal es uno de los presupuestos necesarios para la solicitud de una Concesión Marítima para el desarrollo de Proyectos de Generación de Energía Eólica Costa Afuera en Colombia.

Entre las principales obligaciones que surgen para el adjudicatario del Permiso de Ocupación Temporal, el cual puede ser una empresa nacional o extranjera, se encuentra la de realizar el pago del trámite para la obtención del permiso de ocupación, cumplir con el valor de la curva S, cubrir los costos de la inspección de cumplimiento, mantener a disposición de la DIMAR la información y los datos obtenidos en la ocupación, la cual será usada para la pla-

neación, monitoreo y protección del medio marino en el corto, mediano y largo plazo.

En ese sentido, también se contemplan garantías para el desarrollador del proyecto eólico marino, entre las cuales se destacan la posibilidad de renunciar, pues no habría lugar a una penalidad por ello, sin embargo, aquel que renuncie sí estaría obligado a presentar un informe de inviabilidad. Asimismo, se otorga la posibilidad de solicitar a la DIMAR la Concesión del Área Marítima, la cual debe realizarse presentado una solicitud 9 meses antes del vencimiento del Permiso de Ocupación Temporal, y la misma tendrá una vigencia por 30 años, con posibilidad de una o varias prórrogas que sumadas no superen los 15 años; igualmente, la normativa también permite la cesión del permiso de ocupación temporal o la concesión marítima y establece un término de 2 años previos a la finalización de la misma, para adelantar el desmantelamiento del proyecto.

Este proceso competitivo consta de las siguientes etapas y plazos, los cuales, pueden ser modificados por la ANH mediante adendas modificatorias:

⁹ Proceso competitivo para el otorgamiento del Permiso de Ocupación Temporal sobre el área convocada en la primera ronda, denominada “Caribe Central”, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera. Enlace: Pliegos POT (Sujeto a modificaciones).

ETAPAS	PLAZO
Etapa de publicación y divulgación del proceso	Desde 21/12/2023 - Hasta el 28/10/2024
Etapa de habilitación de interesados	Desde 21/10/2023 - Hasta 20/12/2024
Etapa de Presentación y Evaluación de Nominación	Desde 23/10/2024 – Hasta 30/04/2025
Etapa de Depósito, Validación, Evaluación de Ofertas y Selección del Adjudicatario.	Desde 29/05/2025 – Hasta 6/08/2025
Etapa de Formalización y Expedición del Permiso de Ocupación Temporal	Desde 08/08/2025 – Hasta 15/12/2025

Cada proponente podrá competir hasta por dos áreas diferentes, siempre que cumpla con las exigencias a nivel técnico, financiero y jurídico. En términos generales, este proceso competitivo evalúa a nivel técnico requisitos en trayectoria y experiencia de los proponentes; en lo financiero se analizan las calificaciones crediticias, los cupos de crédito y los estados financieros y, frente a los requisitos de índole jurídico, se analizan aspectos societarios, de inhabilidades e incompatibilidades, prohibiciones, impedimentos, inhabilidades o conflictos de interés, certificaciones y documentos esenciales para ser habilitado como participante en el proceso.

El Proceso Competitivo que se está llevando a cabo corresponde a la primera ronda de asignación de Permisos de Ocupación Temporal para la zona denominada “Caribe Central”, definiendo una capacidad instalada igual o superior a 200 MW y una fecha de puesta en operación dentro de los 10 años siguientes a la formalización del Permiso de Ocupación Temporal.

9.11. Hidrógeno

El auge del hidrógeno a nivel mundial en el contexto de la transición energética se debe a su gran versatilidad. El hidrógeno es el elemento más simple de la tabla periódica y enormemente reactivo, por lo

que no se encuentra normalmente libre en la naturaleza sino combinado con otras moléculas. Esto hace que el hidrógeno no sea una fuente de energía sino un vector energético, dado que debe usarse energía para su producción¹⁰.

La Ley 2099 de 2021 incorporó al hidrógeno verde y al hidrógeno azul como Fuentes No Convencionales de Energía Renovable en el sector energético. Por su parte, el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 (PND o Ley 2294 de 2023) definió el hidrógeno blanco como FNCE, el cual, fue objeto de reglamentación en el Decreto 2235 de 2023, expedido por el Ministerio de Minas y Energía y, cabe resaltar, son objeto de los incentivos tributarios regulados en la Ley 1715 de 2014.

El hidrógeno verde es aquel producido a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, tales como la biomasa, los pequeños aprovechamientos hidroeléctricos, la eólica, el calor geotérmico, la solar, los mareomotriz, entre otros; y se considera per se una fuente no convencional de energía renovable. También se considerará hidrógeno verde el producido con energía eléctrica autogenerada a partir de FNCER y energía eléctrica tomada del sistema interconectado nacional -SIN, siempre y cuando la energía autogenerada con FNCER entregada al SIN sea igual o superior a la energía tomada del SIN; para

este último caso, en el PND 2022-2026, se estableció que el Ministerio de Minas y Energía establecerá el procedimiento para certificar este balance a partir de los sistemas de medida ya establecidos en la regulación.

Por su parte, el hidrógeno azul es el hidrógeno que se produce a partir de combustibles fósiles, especialmente por la descomposición del metano (CH₄) y que cuenta con un sistema de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS), como parte de su proceso de producción y se considera FNCE.

Finalmente, el hidrógeno blanco fue definido como el hidrógeno que se produce de manera natural, asociado a procesos geológicos en la corteza terrestre y que se encuentra en su forma natural como gas libre en diferentes ambientes geológicos ya sea en capas de la corteza continental, en la corteza oceánica, en gases volcánicos, y en sistemas hidrotermales, como en géiseres y se considera FNCER.

A nivel de inversión directa, la Ley 2099 extiende el ámbito de actuación del Fondo de Energías No Convencionales y Gestión Eficiente de la Energía (FENOGE) a la financiación y/o ejecución de proyectos viables en cualquier eslabón de la cadena del valor del hidrógeno de bajas emisiones.

¹⁰ Ministerio de Minas y Energía “Hoja de Ruta del Hidrógeno en Colombia”.

9.12. Almacenamiento de energía con baterías

Colombia ha dado algunos pasos iniciales en la regulación del almacenamiento con baterías. La Resolución CREG 098 de 2019 y Resolución MME 40283 de 2022, que incorpora la siguiente definición “Sistema de Almacenamiento de Energía Eléctrica (SAE): Equipamiento tecnológico detrás del medidor capaz de tomar energía desde el sistema eléctrico o un recurso energético propio, para transformarla en otro tipo de energía (química, potencial, térmica, entre otras) y almacenarla con el objetivo de inyectarla nuevamente al sistema eléctrico”, establecieron un marco inicial, pero aún es un tema en desarrollo en Colombia.

La Resolución MME 40283 de 2022 estableció los lineamientos sobre Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE): indicando que la CREG regulará el arbitraje de energía para los SAE, incluidos los vehículos eléctricos, y definirá las reglas para su inyección de energía a la red.

Así mismo, sobre los lineamientos de comportamiento, señala que los operadores de red deben garantizar el acceso a terceros sin barreras y actuar con neutralidad y no discriminación en relación con

los DERs, conforme a la Resolución CREG 080 de 2019. Además, la CREG podrá fijar reglas sobre el cargo de respaldo y límites a la propiedad de DERs por parte de operadores de red.

Finalmente, esta misma Resolución define el arbitraje de energía como aquel que consiste en aprovechar, mediante sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, las diferencias del precio de la energía a lo largo de un período de tiempo para transar (comprar/vender) energía y obtener un beneficio.

9.13. Incentivos tributarios a las FNCER¹¹

Con el objeto de promover la incorporación de generación de energía con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), en Colombia existe una serie de incentivos y beneficios tributarios implementados a partir de la ley 1715 de 2014 – modificada por la Ley 2099 de 2021-, de tal forma que la producción de energía renovable tenga un mayor alcance y así estimular y promocionar el desarrollo sostenible en el país.

¹¹ Para conocer más sobre incentivos a las FNCER lo invitamos a conocer la [Guía de Incentivos Tributarios de Energías Renovables en Colombia](#).

Con fundamento en lo anterior, el ordenamiento jurídico colombiano identifica cuatro (4) importantes beneficios tributarios para la generación de energía para FNCE que son: (a) Deducción especial para determinar el impuesto sobre la renta, (b) Exclusión de bienes y servicios del IVA, (c) Exención de gravámenes arancelarios y (d) Depreciación acelerada.

En términos generales, pueden acceder a los beneficios de deducción de renta, exclusión del IVA, exención de derechos arancelarios y depreciación acelerada aquellos proyectos de i) generación de energía eléctrica a partir de fuentes no

convencionales de energía -FNCE; ii) acciones o medidas de gestión eficiente de la energía - GEE; y iii) proyectos de hidrógeno.

Mediante la Resolución UPME 035 de 2025 la entidad estableció los requisitos, el procedimiento y las tarifas a cobrar para evaluar las solicitudes y emitir los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014. Los interesados deberán registrarse en la plataforma de “Bizagi” y mediante los documentos, contratos, ofertas y certificados técnicos podrán realizar las respectivas solicitudes en dos ciclos durante el año:

CICLO	Fecha inicial recepción y evaluación de solicitudes	Fecha final de recepción de solicitudes
CICLO 1	15 de febrero	14 de mayo
CICLO 2	15 de agosto	14 noviembre

9.13.1. Beneficio en el Impuesto de renta

Su aplicación se configura por medio de los contribuyentes que declaren el impuesto y que, en el desarrollo de sus actividades, realicen nuevas erogaciones en materia de investigación, desarrollo e inversión para poder producir y utilizar energía generada por FNCE y la Gestión Eficiente de la Energía (GEE).

El beneficio que se obtiene es la posibilidad de deducir hasta el 50% del valor de las inversiones del proyecto por un periodo no mayor de 15 años, que se cuentan a partir del año gravable siguiente al que haya entrado en operación la inversión.

9.13.2. Beneficio de IVA

La normativa establece que estarán excluidos del IVA los bienes y servicios, nacionales o importados, que se destinen a la preinversión e inversión, para la producción y utilización de energía a partir de las FCNER, así como para la medición y evaluación de los potenciales recursos, y para adelantar las acciones y medidas de gestión eficiente de la energía.

9.13.3. Beneficio arancelario

Las personas naturales o jurídicas que a partir de la vigencia de la Ley 1715 de 2014 sean titulares de nuevas inversiones en nuevos proyectos de FNCE y medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, gozarán de exención del pago de los Derechos Arancelarios de Importación de maquinaria, equipos, materiales e insumos destinados exclusivamente para labores de preinversión y de inversión que no sean producidos por la industria nacional y su único medio de adquisición esté sujeto a la importación de los mismos.

9.13.4. Beneficio Depreciación acelerada

La depreciación acelerada será aplicable a las maquinarias, equipos y obras civiles necesarias para la preinversión, inversión y operación de la generación con FNCE y

medición y evaluación de los potenciales recursos o acciones y medidas de eficiencia energética, que sean adquiridos y/o construidos, exclusivamente para ese fin, a partir de la vigencia de la presente ley. Para estos efectos, la tasa anual de depreciación será no mayor de 33.3% como tasa global anual. La tasa podrá ser variada anualmente por el titular del proyecto, previa comunicación a la DIAN, sin exceder el límite señalado.

9.14. AUTOGENERACIÓN DE ENERGÍA

9.14.1. Marco legal y regulatorio

- **Ley 1715 de 2014:** Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional.
- **Ley 1955 de 2019:** Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022. “Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad.
- **Ley 2099 de 2021:** Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones.
- **Decreto 2469 de 2014:** Por el cual se establecen los lineamientos de

política energética en materia de entrega de excedentes de autogeneración.

- **Decreto 348 de 2017:** Por el cual se adiciona el Decreto número 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.
- **Resolución UPME 281 de 2015:** Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala.
- **Resolución CREG 15 de 2018:** Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.
- **Resolución CREG 38 de 2018:** 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.
- **Resolución CREG 142 de 2019:** Fórmula de traslado en el componente de compras de energía al usuario regulado de los precios de los contratos del mecanismo complementario del que trata la Resolución número 40725 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía.

- **Resolución CREG 174 de 2021:** Por la cual se regulan las actividades de autogeneración a pequeña escala y de generación distribuida en el Sistema Interconectado Nacional.
- **Decreto 2236 de 2023:** Se reglamenta parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022 - 2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia.
- **Decreto 1403 de 2024:** Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal.
- **Resolución 40509 de 2024:** “Mediante la cual se reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y se definen los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas y, otras disposiciones”.

9.14.2. Conceptos de Gran escala y Pequeña escala

La autogeneración es aquella actividad realizada por personas naturales o jurídicas que producen energía eléctrica para atender sus propias necesidades o la de terceros, incluso en sitios distintos a los de producción. De acuerdo con el marco

normativo vigente, en el evento en que se generen excedentes de energía eléctrica a partir de esta actividad, estos podrán entregarse a la red.

La normatividad diferencia la autogeneración a pequeña escala (AGPE) y la autogeneración a gran escala (AGGE). La Resolución CREG 174 de 2021 define al Autogenerador a gran escala (AGGE) como aquel Autogenerador con capacidad instalada o nominal superior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015, o aquella que la modifique o sustituya, a saber. A su vez, define al Autogenerador a pequeña escala (AGPE) como aquel con capacidad instalada o nominal igual o inferior al límite definido en el artículo primero de la Resolución UPME 281 de 2015 o aquella que la modifique o sustituya.

La Resolución UPME 281 de 2015, “Por la cual se define el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala” define como el límite máximo de potencia de la autogeneración a pequeña escala de un (1) MW, y corresponderá a la capacidad instalada del sistema de generación del autogenerador.

9.15. COMUNIDADES ENERGÉTICAS

En el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 se adicionó el numeral 25 al artículo 5 de

la Ley 1715 de 2014 y se definió que los usuarios o potenciales usuarios de servicios energéticos podrán constituir Comunidades Energéticas para generar, comercializar y/o usar eficientemente la energía a través del uso de fuentes no convencionales de energía renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

En dicha norma se señaló que las Comunidades Energéticas podrán ser conformadas por personas naturales y/o jurídicas y, en el caso de las personas naturales y de las estructuras de Gobierno Propio de los Pueblos y Comunidades Indígenas y de las comunidades campesinas, negras, afrocolombianas, raizales y palenqueras que se constituyan como Comunidades Energéticas, podrán ser beneficiarias de recursos públicos para el financiamiento de inversión, operación y mantenimiento de infraestructura, con base en los criterios de focalización que defina el Ministerio de Minas y Energía.

En cumplimiento de ese mandato legal, mediante el Decreto 2236 de 2023, el Ministerio de Minas y Energía reglamentó las Comunidades y Energéticas y estableció que podrán asociarse entre sí para crear asociaciones de comunidades energéticas, a través de un acuerdo firmado entre las partes, para cooperar en proyectos de generación, comercialización y/o uso eficien-

te de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables -FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

A su vez, esta Cartera Ministerial dispuso que las comunidades energéticas y las asociaciones de comunidades energéticas podrán relacionarse con terceros de los sectores público, privado y/o popular, a través de acuerdos de derecho privado y/o asociaciones de iniciativa público popular para cooperar en proyectos de generación, comercialización y/o uso eficiente de la energía a través del uso de Fuentes No Convencionales de Energía Renovables FNCER-, combustibles renovables y recursos energéticos distribuidos.

En el marco de esta reglamentación, se consagraron dos actividades más en el eslabón de la cadena de producción o de energía eléctrica:

- i. Autogeneración colectiva (AGRC):** es la actividad realizada por la comunidad energética que produce energía, principalmente, para atender su propia demanda de energía. En el evento en que se generen excedentes de energía a partir de tal actividad, estos podrán entregarse a la red, en los términos que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin.

- ii. Generación Distribuida Colectiva (GDC):** Es la producción de energía eléctrica realizada por la comunidad energética, cerca de los centros de consumo, conectada a un sistema de distribución local (SDL) o a una microrred. La entrega de la energía al Sistema de Distribución Local (SDL) se rige bajo la regulación que establezca la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) para tal fin, dentro del plazo de tres (3) meses siguientes a la expedición del decreto.

Las comunidades energéticas, de acuerdo con la normatividad referida, no se encuentran limitadas a la realización de las dos actividades anteriores para generar, comercializar y hacer uso eficiente de la energía, actuando como un agente denominado Autogenerador Colectivo (AGRC) o Generador Distribuido Colectivo (GDC), sino que también podrán realizar otras actividades económicas o encadenamientos productivos, fuera del ámbito energético.

9.16. Conexión

Dispone el Decreto 1403 de 2024 que cuando el autogenerador o el productor marginal no entregue energía a través de la red, no se requerirá autorización de ningún tipo para la conexión al Sistema Interconectado Nacional o en las Zonas No Interconectadas, ni tendrá distinción

de gran o pequeña escala, ni límites de capacidad.

Para el caso de la actividad de autogeneración a pequeña escala, en el caso que estén conectados al SIN para entregar excedentes de energía, la Resolución CREG 174 de 2021 establece como requisitos para la conexión y operación los siguientes:

Para que los autogeneradores realicen la solicitud de conexión, se deberá diligenciar un formato de conexión simplificado y en el caso de los autogeneradores con capacidad instalada o nominal mayor a 100 kW y con potencia máxima declarada menor a 5 MW, realizar además un estudio de conexión simplificado. El estudio de conexión simplificado no aplica para los autogeneradores sin entrega de excedentes.

Los OR deben garantizar que el orden en que se llenan las redes producto de la asignación de capacidad es en el de llegada o registro de los proyectos. La vigencia de la aprobación de la conexión tiene las siguientes reglas:

- i. La fecha de notificación de la aprobación de la conexión será considerada como la fecha de inicio de la vigencia de la aprobación.
- ii. La fecha de entrada en operación sugerida por el interesado es tentativa.
- iii. La vigencia de la aprobación es de seis (6) meses. En todo caso, el autogenerador podrá solicitar, sin costo, un plazo adicional de tres (3) meses de vigencia para realizar la conexión.
- iv. Transcurrido el período de vigencia aprobado o prorrogado sin que el autogenerador se haya conectado, se deberá iniciar un nuevo trámite y el Operador de Red liberará la capacidad asignada.
- v. Para los autogeneradores con potencia máxima declarada mayor a 1 MW y menor a 5 MW, la vigencia de la aprobación solo podrá prorrogarse una única vez

Por otra parte, los contratos de conexión entre el autogenerador y el Operador de Red serán necesarios sólo en caso de que por solicitud del autogenerador los activos de conexión los suministre o instale el OR o en caso de que se tenga que aumentar la capacidad de la red. El plazo para la firma del contrato entre las partes es de quince (15) días hábiles, contados a partir de la fecha de inicio de vigencia de aprobación de la conexión.

9.17. Servicio de respaldo

Este servicio de respaldo, de acuerdo con lo establecido en el Decreto 2469 de 2014 y el Decreto 348 de 2017, debe ser contratado de manera obligatoria por los au-

togeneradores con sistemas que superen una capacidad instalada mayor o igual a 100 kW; esto es que los autogeneradores que no tienen un sistema de autogeneración que supere los 100kW no tienen la obligación de suscribir un contrato de respaldo de disponibilidad de capacidad de red.

A través de este contrato se busca principalmente remunerar (a) la inversión asociada con la infraestructura requerida para la conexión del autogenerador, y (b) los costos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM) a cargo del operador de red. De igual modo, se genera una remuneración a favor del Operador de Red, el cual será acordada libremente entre las partes, de conformidad con una metodología definida en la regulación.

9.18. Entrega de excedentes de autogeneración

Se entiende como excedente de energía la cantidad de energía sobrante o excedente puede ser superior en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio. A partir de la entrada en vigor de la Ley 1715 de 2014, se permite la entrega de excedentes por parte de los autogeneradores, estableciéndose en la regulación reglas diferentes para la entrega y remuneración de dichos excedentes según se trate de un

AGPE o un AGGE. Este último, se precisa, para entregar excedentes a la red deberá estar representado por un agente generador o comercializador.

Por lo demás, no sobra agregar que, con la expedición del Decreto 2236 de 2023, la CREG tiene la responsabilidad de regular el esquema para la remuneración de los excedentes de energía del autogenerador colectivo y remuneración de la energía del generador distribuido colectivo, basado en el principio de eficiencia económica, sin que puedan trasladarse ineficiencias de la gestión o sobrecostos que afecten el precio que paga el comercializador o los usuarios del servicio.

9.19. Autogeneración remota (Decreto 1403 de 2024)

Los principales lineamientos dispuestos en este Decreto, que aún está pendiente de ser reglamentado, establecen:

- a. Los autogeneradores a gran escala y los productores marginales deberán suscribir un contrato de respaldo con el operador de red o el transportador al cual se conecten a la red.
- b. Se establecen parámetros uniformes para el autogenerador y el productor marginal:

- La energía eléctrica producida por la persona natural o jurídica podrá utilizar los activos de uso del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y/o los sistemas de distribución para su propio consumo en el caso de los autogeneradores, para sí mismos, o para el consumo de personas con las que tiene vinculación económica directa o con sus socios o miembros en el caso de los productores marginales, en sitios distintos a los de producción.
- La cantidad de energía sobrante o excedente podrá superar en cualquier porcentaje al valor de su consumo propio
- El autogenerador a gran escala o el productor marginal a gran escala deberá ser representados ante el mercado mayorista por un agente comercializador o por un agente generador
- Los activos de generación pueden ser propiedad de la persona natural o jurídica o de terceros, y la operación de dichos activos puede ser desarrollada por la misma persona natural o jurídica o por terceros.
- Cumplir con la regulación de la CREG, la cual está pendiente por expedirse en relación con:

- Uso del SIN para entrega de excedentes
- Consumo de energía adicional a la autogenerada
- Consumo de energía autogenerada en sitios distintos a los de producción.

Estos lineamientos aun en desarrollo y pendientes de ser regulados por la CREG, permitirán que los autogeneradores entreguen al SIN para su consumo propio en sitios distintos a los de producción, a esto se le denomina la autogeneración remota.

9.20. ALGUNOS DE LOS PRINCIPALES CONTRATOS DEL MERCADO

9.20.1. Suministro de energía

Se refiere a los contratos que suscriben los agentes participantes en el Mercado de Energía Mayorista con el fin de comprar y vender energía entre agentes y usuarios finales. Para el registro de estos contratos ante el ASIC por parte de los agentes del MEM, deben definirse entre las partes como mínimo, el precio, las cantidades y la fecha de inicio del suministro. Los comercializadores pueden celebrar contratos de suministro directamente con los usuarios no regulados, con las condiciones comerciales que de común acuerdo definan las partes.

9.20.2. Contrato de Conexión

El contrato de conexión es el que debe suscribir cualquier usuario interesado en conectarse al SIN. Los usuarios pueden ser un generador, un gran consumidor o un distribuidor local con un transportador del STN.

La Resolución CREG 075 de 2021 establece la obligación por parte del interesado con capacidad de transporte asignada de suscribir un contrato de conexión, con algunas diferencias dependiendo de la clasificación que tenga el proyecto (clase 1 o 2).

Para los proyectos clase 1, de acuerdo con la clasificación que realiza la norma, el transportador responsable de los activos del sistema en donde se conectará el proyecto clase 1 y el interesado, deberán suscribir un contrato de conexión que cumpla con los requisitos establecidos en el Código de Conexión y los requisitos definidos en la regulación.

Para suscribir el contrato, las partes tendrán un plazo de cuatro (4) meses, contados a partir de la fecha de emisión del concepto de conexión, y podrán incluir las garantías y los demás compromisos que acuerden entre ellas. Si transcurre el plazo anterior y subsisten diferencias entre las partes que no permitan llegar a un acuerdo para firmar el contrato de conexión, se

deberá recurrir a un mecanismo de solución de diferencias, y las partes quedan obligadas a aceptar y cumplir con las conclusiones de este.

Adicionalmente, las partes deberán enviar informes a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en los que se consignen las razones justificadas por las cuales no se suscribió el contrato. Con la información recibida, la SSPD decidirá si hay lugar a iniciar una investigación a alguna de las partes de la negociación del contrato.

Para el caso de los proyectos clase 2, el operador de red deberá suscribir un contrato de conexión con el interesado, el cual se registrará en lo que aplique por lo dispuesto en la Resolución CREG 025 de 1995 y deberá suscribirse una vez haya sido aprobada la factibilidad del servicio. Adicionalmente, el contrato de conexión incluirá la remuneración de los activos construidos por el operador de red para la conexión del interesado.

9.20.3. Power Purchase Agreement – PPA (autogeneración de energía).

El Power Purchase Agreement (PPA) o Contrato de Compra de Energía a Largo Plazo es una de las figuras contractua-

les más utilizadas para el suministro de energía con fuentes renovables, en razón a su versatilidad y adaptación a las necesidades de los contratantes. Para el caso concreto de la legislación y regulación colombiana, debemos diferenciar el PPA que se emplea para la actividad de autogeneración (autoconsumo) y el PPA para la actividad de generación de energía como servicio público.

En términos generales, los elementos y características del PPA de autogeneración son:

- i. **Bilateral:** el contrato es celebrado, por una parte, entre un usuario (en adelante el “Usuario”) (quien para efecto de la legislación colombiana será un autogenerador de energía) y, por otra parte, una empresa (en adelante la “Empresa”) o persona natural responsable por el diseño, el suministro de equipos, la financiación, la construcción, el suministro de energía, la operación y mantenimiento del sistema de autogeneración.
- ii. La obligación principal del Usuario es realizar el pago oportuno de la factura de energía, mientras que para la empresa es la de producir la energía en condiciones de calidad y continuidad de acuerdo con las condiciones estipuladas en el PPA.

- iii. Uno de los elementos esenciales es el plazo, ya que la financiación de este tipo de contratos requiere de un plazo que permita el retorno de la inversión.
- iv. El Precio del kWh o el mecanismo de definición de la tarifa y su indexador.
- v. Algunas cláusulas esenciales a incluir son:
 - a.** La propiedad de los activos de autogeneración.
 - b.** La forma de remuneración del uso de los mismos.
 - c.** La remuneración de la operación y mantenimiento de la planta de autogeneración.
 - d.** La remuneración por el suministro de la energía y la modalidad del mismo.
 - e.** El desmonte de la planta de autogeneración.
 - f.** La disposición o no del terreno sobre el que se instalarán los activos de autogeneración.
 - g.** La propiedad y mecanismo de regulación de excedentes de energía; entre otras.
- vi. Aplicación y trámite de los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.
- vii. Garantías y seguros por constituir por parte del Usuario y la Empresa.
- viii. Eventos de terminación y penalidades.

Como se observa, bajo una acertada redacción de las cláusulas de un PPA (esto variará dependiendo de cada relación en particular), se pueden cubrir aspectos tales como la amortización del precio de los activos de autogeneración, teniendo las mismas o mejores condiciones que estos contratos y todo dependerá de la redacción de sus cláusulas, la observancia de lo que pueda establecer la regulación y la adecuada constitución de garantías, de

conformidad con una debida identificación de los riesgos asumidos por la Empresa y el Usuario.

MARCO NORMATIVO

El mercado eléctrico colombiano cuenta con un amplio y extenso marco normativo, por lo que, sin ser exhaustos, se presenta a continuación algunas de las principales normas aplicables en el sector:

NORMA	TEMA REGULADO
Ley 142 de 1994	Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones
Ley 143 de 1994	Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética
Resolución CREG 024 de 1995	Por la cual se reglamentan los aspectos comerciales del mercado mayorista de energía en el Sistema Interconectado Nacional, que hacen parte del Reglamento de Operación.
Resolución CREG 025 de 1995	Por la cual se establece el Código de Redes, como parte del Reglamento de Operación del Sistema Interconectado Nacional.

NORMA	TEMA
Resolución CREG 022 de 2011	Por la cual se modifican e incorporan las disposiciones establecidas en la Resolución CREG-051 de 1998, modificada por las Resoluciones CREG-004 y CREG-045 de 1999, mediante las cuales se aprobaron los principios generales y los procedimientos para definir el plan de expansión de referencia del Sistema de Transmisión Nacional, y se estableció la metodología para determinar el Ingreso Regulado por concepto del Uso de este Sistema.
Resolución CREG 071 de 2006	Por la cual se adopta la metodología para la remuneración del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía.
Ley 1215 de 2008	Por la cual se adoptan medidas en materia de cogeneración de energía eléctrica.
Resolución CREG 005 de 2010	Por la cual se determinan los requisitos y condiciones técnicas que deben cumplir los procesos de cogeneración y se regula esta actividad.
Ley 1715 de 2014	Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional.
Resolución CREG 015 de 2018	Por la cual se establece la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional.

NORMA	TEMA
Ley 2099 de 2021	Por medio de la cual se dictan disposiciones para la transición energética, la dinamización del mercado energético, la reactivación económica del país y se dictan otras disposiciones
Resolución MME 40283 de 2022	Por la cual se establecen lineamientos para la incorporación de los recursos energéticos distribuidos.
Decreto 1403 de 2024	Por el cual se modifica el Decreto 1073 de 2015, en relación con los lineamientos de política energética en materia de autogeneración y producción marginal.
Resolución 40509 de 2024	Mediante la cual se reglamenta el Registro de Comunidades Energéticas (RCE) y se definen los Criterios de Focalización y Priorización para la orientación de recursos públicos con destino a Comunidades Energéticas
Resolución 40368 de 2024	Por medio de la cual se modifica la Resolución número 40284 de 2022, que define el proceso competitivo para el otorgamiento de permisos de Ocupación Temporal sobre áreas marítimas, con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera, y se dictan otras disposiciones



COLOMBIA co

EL PAÍS DE LA BELLEZA

