



PROCOLOMBIA
EXPORTACIONES TURISMO INVERSIÓN MARCA PAÍS



Gobierno de
Colombia

GUÍA LEGAL PARA HACER NEGOCIOS EN

COLOMBIA 

2023



Este memorando 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 específico o 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.procolombia.co



PROCOLOMBIA
EXPORTACIONES TURISMO INVERSIÓN MARCA PAÍS



Gobierno de
Colombia

CAPÍTULO 9

*MERCADO
DE ENERGÍA*

COLOMBIA 

MERCADO DE ENERGÍA

9.1. Mercado eléctrico colombiano

9.1.1. 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 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 por tanto, el régimen jurídico aplicable en su totalidad es este régimen 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 de 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, pero tienen como similitud la de 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.

9.1.2. Institucionalidad del sector

El sector eléctrico está conformado principalmente por las siguientes autoridades:

9.1.2.1. 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 que debe tutelar el Ministerio.
- 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.

9.1.2.2. Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME)

Organizada como Unidad Administrativa Especial adscrita al Ministerio de Minas y Energía, tiene entre sus funciones establecer los requerimientos energéticos de la población y los agentes económicos del país, con base en proyecciones de demanda que tomen 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 Plan Nacional de Desarrollo, entre otras funciones.

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

Organizada como 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), cinco 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.

9.1.2.4. 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.

9.1.2.5. 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.

9.1.2.6. 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.

9.1.2.7. 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.

9.1.2.8. 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 y 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).

9.1.3. Cadena productiva de la energía eléctrica

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

9.1.3.1. 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 y también se evidencia la utilización de energía térmica (gas, carbón y combustible líquidos). Actualmente, y a partir de los mecanismos de inversión utilizados, estímulos, incentivos y beneficios tributarios, las fuentes no convencionales han tenido un avance tecnológico e informático, el cual permite la entrada de nuevos proyectos y obras encaminadas a generar con fuentes no convencionales de energía renovable, como la fotovoltaica y la eólica.

Adicionalmente, no se encuentran barreras de entrada para los agentes en los que puede variar su calidad, es decir, existen generadores, autogeneradores o cogeneradores, permitiendo así la libre competencia para todos aquellos entes públicos, mixtos o privados que deseen entrar al mercado. Por otro lado, tienen la oportunidad de disponer los precios a ofertar ya que si bien se encuentran regulados por la CREG, no hay un impedimento para la negociación y colocación del costo del servicio de generación de energía; sin embargo, existen sistemas estándar para poder establecer las mediciones monetarias.

9.1.3.2. Transmisión

Dando continuidad al procedimiento o cadena de suministro, el segundo paso o eslabón de la cadena de prestación del servicio de energía es la transmisión; esta actividad se entiende como el transporte o conducción de la energía eléctrica que proviene de las centrales de generación. En Colombia encontramos este proceso por medio del 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. La expansión de este sistema se hace por medio de convocatorias públicas administradas por la UPME y 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 500kV.

9.1.3.3. Distribución

El tercer punto o eslabón de la cadena de suministro corresponde a la distribución de la energía, la cual es distribuida desde los centros de consumo 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.

9.1.3.4. Comercialización

La actividad de comercialización se encuentra en el cuarto nivel 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 a los usuarios finales.

En este sentido, se entiende que 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. 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 importante mencionar que la Ley 1955 de 2019, por medio de la cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018-2022 "Pacto por Colombia, Pacto por la Equidad" determinó en su artículo 290 la obligación por parte de la CREG de expedir regulación que permita 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.

Igualmente, hay que 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 actividad la realiza XM a través del Liquidador y Administrador de Cuentas por Uso de los Sistemas de Transmisión Nacional y Regional (LAC).

Finalmente, el Sistema de Intercambios Comerciales (SIC), 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.

9.1.4. La tarifa de energía eléctrica

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

- i. La coordinación ejecutiva de la CREG impulsará toda la actuación para su determinación.
- ii. Si la actuación se inicia de oficio, la CREG 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 CREG para modificarlas o prorrogarlas por un periodo igual. Vencido el periodo de vigencia de las fórmulas tarifarias, continuarán rigiendo mientras la CREG no fije las nuevas.

Excepcionalmente, 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.

Esta disposición fue complementada por el parágrafo 1 del artículo 290 de la Ley 1955 de 2019, que estableció a pesar de lo dispuesto en el artículo 126 de la Ley 142 de 1994, la facultad de la CREG 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. Lo anterior, sumado a que, de acuerdo con el artículo en mención, las competencias establecidas en este artículo podrán ser asumidas por el Presidente de la República o por el Ministerio de Minas y Energía según a quien corresponda la función delegada en la CREG.

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

9.1.5.1. 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.

9.1.5.2. 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 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).

9.2. Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE)

9.2.1. 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:** 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:** 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:** 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

establecidos en el Capítulo III de la Ley 1715 de 2014.

- **Resolución Ministerio de Ambiente y Desarrollo sostenible 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 319 de 2022:** Por la cual se establecen los requisitos y el procedimiento para la evaluación de las solicitudes de evaluación y emisión de los certificados que permitan acceder a los incentivos tributarios de la Ley 1715 de 2014.
- **Ley 1955 del 25 de mayo de 2019:** Por el cual se expide el Plan Nacional de Desarrollo 2018 – 2022. “Pacto por Colombia, pacto por 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.

9.2.2. Principales hitos para el desarrollo de proyectos de generación FNCE en Colombia

9.2.2.1. En materia predial

Asegurar los terrenos donde se ubicará tanto el proyecto como la línea de evacuación de la energía requiere por parte del promotor del proyecto el despliegue de 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, determinación de área útil del predio eliminando construcciones, restricciones, servidumbres, y suscripción de contratos de uso del suelo. Según modalidades empleadas en Colombia y constitución de servidumbres de energía eléctrica, entre otros.

9.2.2.2. 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, la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) es competente para el otorgamiento de licencia ambiental para: (i) 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 100 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 a 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 100 MW. Para mayor información sobre la licencia ambiental y asuntos ambientales, le invitamos a consultar el capítulo 8.

9.2.2.3. 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 SIN. Esta resolución aplica a quienes estén interesados en conectarse como generadores, cogeneradores, 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 1¹ que corresponden a los proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación,

¹ 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.

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 asignación de capacidad de transporte para proyectos 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.

Proyectos Clase 2: Por otra parte, son proyectos clase 2² 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.

9.2.2.4. Venta de energía

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

- i. **Mercado No Regulado (MNR):** en donde las transacciones de electricidad entre los agentes (comercializadores - generadores) y entre estos y los usuarios no regulados son libres y remuneradas mediante los precios que acuerden las partes.
- ii. **Mercado Regulado (MR):** donde las ventas de electricidad a usuarios finales son remuneradas, sin excepción, por medio de tarifas sujetas a regulación.

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).

³ Este a su vez es el mercado de grandes bloques de 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)³, principalmente 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 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 2021.
- 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 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.

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.

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.

9.2.2.5. 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 en insumo fundamental para la formulación del Plan Indicativo de Expansión de Generación. Con la entrada en vigencia 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 pre-factibilidad del proyecto, la Fase 2 hace referencia a

la etapa de factibilidad del proyecto y la Fase 3 hace referencia a que el proyecto ya debe tener diseños definitivos, así como el cronograma 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.

9.2.2.6. 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 1612 de 2022 (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 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.

9.2.3. 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 tarifara del usuario regulado.

A modo de ejemplo, el Ministerio de Minas y Energía expidió el Decreto 570 de 2018 sobre los lineamientos de política pública para la contratación a largo plazo de proyectos de generación. Este decreto sirvió de fundamento jurídico para la creación de la subasta de largo plazo de energía para FNCER a través de las Resoluciones 40590 y 40591 de 2019 del Ministerio de Minas y Energía e implementada por la UPME.

La última subasta de largo plazo de energía para FNCER fue la CLPE 03 de 2021, en la cual se asignaron contratos de largo plazo de suministro de energía a 9 empresas generadoras con 11 proyectos de generación con una capacidad de 796.3 MW, los cuales firmaron contratos con 7 comercializadores de la subasta y 46 comercializadores del mecanismo complementario, con un precio promedio ponderado de 135.85 COP/kWh.

9.2.4. 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 Objetivo que debe cubrirse mediante Obligaciones de Energía Firme (OEF).

Se entiende por Cargo por Confiabilidad 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 ENFICC⁴, 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

⁴ 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.

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 mecanismo de asignación que haga sus veces; así como el cronograma de las actividades que deben ejecutarse.

Así, mediante Resolución CREG 101 024 de 2022 se definen los procedimientos para las subastas del Cargo por Confiabilidad en el Mercado Mayorista de Energía. La plataforma a través del cual se presenta, declara e intercambia documentación con el Administrador de la subasta es a través del Sistema Unificado de Información para los Procesos de Asignación de OEF del Cargo por Confiabilidad (SUICC), aún en diseño y estructuración para las futuras subastas.

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.

Entre los requisitos para participar, se encuentra que el interesado esté constituido como Empresa de Servicios Públicos Domiciliarios (E.S.P) y cumplir con todas las disposiciones establecidas en esta resolución, así como las establecidas en las Resoluciones CREG 071 de 2006 y 061 de 2007 que sean aplicables. Por último, se resalta que el periodo de vigencia de la OEF asignada varía de acuerdo con el tipo de planta que participa en la subasta.

9.2.5. Incentivos tributarios a las FNCER

Con el objeto de promover la incorporación de generación de energía con Fuentes No Convencionales de Energías Renovables (FNCER), existen en Colombia 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.

Con fundamento en lo anterior, el ordenamiento jurídico colombiano identifica cuatro (4) importantes beneficios tributarios para la generación de energía para FNCER 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 estos incentivos las personas naturales o jurídicas que realicen inversiones directas en actividades tales como investigación

y desarrollo tecnológico en el ámbito de la producción de energía con FNCE y de la Gestión Eficiente de la Energía (GEE), incluyendo la medición inteligente, o formulación e investigación preliminar, estudios técnicos, financieros, jurídicos, económicos y ambientales definitivos, adquisición de equipos, elementos, maquinaria, y montaje y puesta en operación.

La UPME incluyó en la Resolución UPME 319 de 2022 el listado de bienes y servicios requeridos para la producción de energía de FNCE y para la medición y evaluación de los potenciales recursos, según los criterios técnicos que haya entre estos bienes y servicios y las FNCE.

9.2.5.1. 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.

9.2.5.2. 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.

9.2.5.3. 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.

9.2.5.4. Beneficio de 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.

9.3. Autogeneración de energía

9.3.1. 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.

9.3.2. Conceptos de Gran escala y Pequeña escala

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 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.

9.3.3. Conexión

Para el caso de la actividad de autogeneración, 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.

9.3.4. Servicio de respaldo

Este servicio de respaldo, de acuerdo a lo establecido en el Decreto 2469 de 2014 y el Decreto 348 de 2017, debe ser contratado de manera obligatoria por los autogeneradores 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.

Genera una remuneración a favor del Operador de Red, lo cual será acordado libremente entre las partes, de conformidad con una metodología definida en la regulación.

9.3.5. 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 vigencia de la Ley 1715 de 2014, se permite la entrega de excedentes por parte de los autogeneradores, estableciendo la regulación reglas diferentes para la entrega y remuneración de dichas excedentes según se trate de un AGPE o un AGGE. Este último, para entregar excedentes a la red deberá estar representado por un agente generador debidamente registrado en el Mercado de Energía Mayorista (MEM).

9.4. Algunos de los principales contratos del mercado

9.4.1. Suministro de energía

Se refiere a los contratos que suscriben los agentes participantes en el MEM con el fin de comprar y vender energía entre agentes y a través de estos, el suministro a los usuarios finales. Para el registro de estos contratos ante el ASIC por parte de los agentes del MEM, deben definirse entre las partes al menos 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.

9.4.2. 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 a 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 del mismo.

Adicionalmente, las partes deberán enviar sendos informes a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) donde se entreguen 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.

9.4.3. 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 contractuales más utilizadas para el suministro de energía con fuentes renovables, lo que se debe 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 suministrar**

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 largo plazo del mismo, ya que al estarse realizando la financiación por parte de la Empresa, se requiere 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.

9.5. 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	MATERIA
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.
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.

NORMA	MATERIA
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.
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.



ABOGADOS & ASOCIADOS

DIRECCIÓN

Bogotá, D.C., Colombia
Calle 19 No. 5-51, Oficina 506

E-MAIL

contacto@estudiolegalhernandez.com

TELÉFONO

+57 (601) 6500070 - 2837153 - 282 5703

PÁGINA WEB

<https://estudiolegalhernandez.com/>



PROCOLOMBIA
EXPORTACIONES TURISMO INVERSIÓN MARCA PAÍS



Gobierno de
Colombia

COLOMBIA 

